



**Universidade de Brasília - UnB  
Faculdade UnB Gama - FGA  
Curso de Engenharia de Energia**

**Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída:  
Estudo de Caso e Análise Econômica**

**Autores: Breno Prince Marcondes Ribeiro  
Lucas Borges Picarelli  
Orientadora: Prof.<sup>a</sup> Dra. Paula Meyer Soares**

**Brasília, DF  
2015**



**Breno Prince Marcondes Ribeiro  
Lucas Borges Picarelli**

**Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise  
Econômica**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Professora Dra. Paula Meyer Soares

**Brasília, DF  
2015**

## **CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Marcondes Ribeiro, Breno Prince.

Borges Picarelli, Lucas.

Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica / Breno Prince Marcondes Ribeiro, Lucas Borges Picarelli. Brasília: UnB, 2015. 113 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília  
Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Paula Meyer Soares.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Geração Distribuída. 3. Análise Econômica. 4. *PVSyst* : I Meyer Soares, Paula. II. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica

CDU Classificação

## **ERRATA**

PICARELLI, L.B.; RIBEIRO, B.P.M. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída: Estudo de Caso e Análise Econômica**. 113 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) – Faculdade do Gama, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.



## **INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA: ESTUDO DE CASO E ANÁLISE ECONÔMICA**

**Breno Prince Marcondes Ribeiro  
Lucas Borges Picarelli**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (data da aprovação 03/07/2015) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

**Prof.<sup>a</sup> Dra. Paula Meyer Soares, UnB/ FGA**  
Orientadora

---

**Prof.<sup>o</sup> Dr. Rafael Amaral Shayani, UnB/ FT**  
Membro Convidado

---

**Sr. Elton Mario de Lima, Especialista ANEEL**  
Membro Convidado

Brasília, DF  
2015

Esse trabalho é dedicado a todos aqueles  
que acreditaram no curso de Engenharia de  
Energia.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente à Deus.

Às nossas famílias pelo apoio incondicional e por não terem poupado esforços durante a nossa graduação.

Aos nossos amigos pelos momentos de motivação e de descontração.

À nossa orientadora Prof. Dra. Paula Meyer Soares, por todas as orientações, e ainda ao Prof. PhD. Filippo Spertino pelo apoio técnico durante o desenvolvimento do trabalho, mesmo considerando a distância envolvida.

Ao excelente corpo docente e técnico da Faculdade UnB Gama.

*Ao Politecnico di Torino e ao Institut National des Sciences Appliquées de Rouen por toda a experiência acadêmica desenvolvida no decorrer dos intercâmbios.*





*“Não importa o que você seja, quem você seja ou o que deseja. Na vida, a ousadia em ser diferente reflete na sua personalidade, no seu caráter, naquilo que você é. E é assim que as pessoas lembrarão de você um dia.*  
*(Ayrton Senna)*

## RESUMO

A Geração Distribuída é caracterizada pela geração de energia elétrica próxima OU junta aos centros de carga, com potências normalmente iguais ou inferiores a 30 MW. O Brasil é um país detentor de vantagens competitivas no uso de fontes renováveis de energia, como por exemplo a solar, segundo estudos da EPE, o potencial de geração a partir desta fonte é 2,3 vezes maior que o consumo brasileiro de energia elétrica, o que evidencia a atratividade potencial solar brasileiro. O presente trabalho realizou um estudo de viabilidade econômica de um dado sistema fotovoltaico aplicado a uma residência, situada em Taguatinga-DF. Os resultados mostram a viabilidade do investimento com retorno médio em um prazo de 8-9 anos. A elevação da tarifa de energia elétrica no último biênio aumenta a atratividade para o segmento de GD.

**Palavras-chave:** Sistemas Fotovoltaicos, Geração Distribuída, Análise Econômica, PVSyst.

## ABSTRACT

Distributed generation is characterized by the next generation of electricity to load centers, usually with power equal or less than 30 MW. Brazil has competitive advantages in the use of renewable energy sources such as solar, according to the EPE studies the potential for generation from this source is 2.3 times higher than the Brazilian electricity consumption, highlighting the Brazilian solar potential attractiveness. The present work analyses the economic viability of a given PV system applied to a residence, located in Taguatinga-DF. The results shows the viability of the investment with an average return within a period of 8-9 years. The increase in electricity tariff in the last biennium increases the attractiveness for the GD segment.

**Keywords:** Photovoltaic Systems, Distributed Generation, Economic Availability, *PVSyst*.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<i>Figura 1 – Matriz Energética Brasileira.....</i>	<i>1</i>
<i>Figura 2 - Sistema elétrico centralizado tradicional .....</i>	<i>4</i>
<i>Figura 3 - Esquematização da Geração Distribuída no Sistema Elétrico .....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 4 - Radiações incidentes sobre o painel solar fotovoltaico.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 5 - Célula fotovoltaica fabricada a partir de silício cristalino .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 6 - Curva características Tensão x Corrente e Máxima Potência da célula nas condições STC .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 7 - Representação de um módulo fotovoltaico comercial de silício policristalino .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 8 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico .....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 9 - Características de corrente e tensão em função da irradiância .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 10 - Características de corrente e tensão em função da temperatura.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 11 - Variação dos parâmetros básicos da célula em função da irradiância e temperatura, e tendência de corrente e tensão e durante o dia .....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 12 - Sombra gerada pelo próprio módulo.....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 13 - Efeitos de sombreamento e suas consequências nos valores de tensão, corrente e potência de um sistema fotovoltaico .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 14 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico off-grid.....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 15 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico on-grid.....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 16 - Índices de irradiação global horizontal (à esquerda) e direta (à direita) em kWh/m<sup>2</sup>/ano.....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 17 - Irradiação global no plano horizontal da Europa.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 18 - Nova curva de carga típica do sistema brasileiro.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 19 - Projeção do Crescimento da Capacidade Instalada e dos Custos até 2050 .....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 20 - Evolução do Mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Brasil</i>	<i>32</i>
<i>Figura 21 - Região administrativa de Taguatinga.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 22 - Vista aérea da residência situada em Taguatinga .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 23 - Vista frontal da unidade consumidora .....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 24 - Vista lateral da unidade consumidora .....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 25 - Inclinação do telhado tipo Telha de Cerâmica .....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 26 - Área do telhado da unidade consumidora.....</i>	<i>36</i>

<i>Figura 27 - Vista superior da residência orientada para o Norte geográfico.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 28 - Vista superior do domicílio com os decaimentos para o Sul e para o Norte .....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 29 - Vista lateral do decaimento do telhado .....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 30 - Antena parabólica e aquecedor solar de água.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 31 - Área disponível na face voltada para o norte geográfico .....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 32 - Painel Fotovoltaico CS6P-255P .....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 33 - Curvas Corrente x Tensão em função da irradiância e da temperatura..</i>	<i>44</i>
<i>Figura 34 - Irradiação média diária mensal para o estudo de caso.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 35 - 14 módulos FV dispostos em série .....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 36 - Disposição dos painéis em série.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 37 - Disposição dos painéis em paralelo.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 38 – Inversor StecaGrid 3600 .....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 39 - Interface do PVSyst .....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 40 - Dados da irradiância mensal acumulada, da temperatura média mensal e da média mensal da velocidade do vento .....</i>	<i>55</i>
<i>Figura 41 – Orientação e inclinação do módulo fotovoltaico .....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 42 – Carta solar de Brasília com módulos inclinados a 16° e ângulo azimutal de 54°.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 43 – Fração de Albedo .....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 44 – Dimensionamento do Sistema FV .....</i>	<i>58</i>
<i>Figura 45 – Tensão x Corrente em função da Irradiância .....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 46 – Tensão x Corrente em função da temperatura da célula .....</i>	<i>59</i>
<i>Figura 47 – Eficiência x Irradiância para diversas temperaturas .....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 48 – Esquematização de um sistema fotovoltaico.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 49 - Perdas do sistema fotovoltaico .....</i>	<i>62</i>
<i>Figura 50 – Resultados da Simulação do PVSyst.....</i>	<i>63</i>
<i>Figura 51 – Resultados mensais da simulação .....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 52 - Total de energia injetada na rede.....</i>	<i>65</i>
<i>Figura 54 – Desenho da residência com os 14 módulos fotovoltaicos instalados.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 55 – Comparação entre os telhados da casa real e da casa projetada no SketchUp.....</i>	<i>68</i>
<i>Figura 56 – Vista superior dos telhados da casa real e da casa projetada no SketchUp.....</i>	<i>68</i>

<i>Figura 57 - Sumário de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano de 2023 .....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 58 – Relatório PVSyst 1 .....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 59 - Relatório PVSyst 2 .....</i>	<i>83</i>
<i>Figura 60 - Relatório PVSyst 3 .....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 61 - Relatório PVSyst 4 .....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 62 - Relatório PVSyst 5 .....</i>	<i>86</i>

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Tecnologias de células fotovoltaicas e suas respectivas eficiências.....</i>	<i>11</i>
<i>Tabela 2 - Valores típicos dos coeficientes térmicos para placas de silício cristalino</i>	<i>17</i>
<i>Tabela 3 - Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial .....</i>	<i>27</i>
<i>Tabela 4 - Valores médios, máximos e mínimos.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 5 - Tarifação do Grupo B.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 6 - Painéis FV na loja eletrônica Minha Casa Solar.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabela 7 - Dados da Placa CS6P-255P da Canadian Solar.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 8 - Especificações Elétricas de acordo com o tipo de funcionamento .....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 9 - Produção de energia de acordo com o número de placas operando em STC.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabela 10 - Produção de energia de acordo com o número de placas funcionando em NOCT .....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 11- Produção de energia de acordo com o número de placas .....</i>	<i>49</i>
<i>Tabela 12 – Produção de energia considerando o <math>P_R</math>.....</i>	<i>50</i>
<i>Tabela 13 - Preços dos Inversores.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 14 - Especificações do Inversor StecaGrid 3600.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 15 - Comparação dos resultados obtidos .....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 16 - Comparação dos resultados obtidos com o consumo do estudo de caso modificado .....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 17 – Precificação dos Componentes, da Instalação e Montagem.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabela 18 - Impactos calculados da penetração da geração fotovoltaica distribuída</i>	<i>74</i>
<i>Tabela 19 – Fluxos de Caixa.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 20 – Evolução Tarifária.....</i>	<i>88</i>

## LISTA DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1 - Consumo de energia elétrica nos últimos 04 anos .....</i>	<i>37</i>
<i>Gráfico 2 - Valores das contas de Luz.....</i>	<i>38</i>
<i>Gráfico 3 - Evolução Tarifária.....</i>	<i>38</i>
<i>Gráfico 4 - Evolução da Taxa de Iluminação Pública .....</i>	<i>38</i>
<i>Gráfico 5 - Consumo entre dezembro de 2013 até Março de 2015.....</i>	<i>66</i>
<i>Gráfico 6- Payback do Projeto do Estudo de Caso .....</i>	<i>72</i>



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAD	<i>Computer Aide Design</i>
C/B	Custo-Benefício
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
DF	Distrito Federal
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GIZ	<i>Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
NBR	Normas Brasileira
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIS	Programa Integração Social
PLS	Projeto de Lei do Senado
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	Horas de Sol Pleno
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
T&D	Transmissão e Distribuição

TIR	Taxa Interna de Retorno
TR	Taxa Referencial
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido
UV	Ultra Violeta

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_p$	Área de um Painel Fotovoltaico [m <sup>2</sup> ]
$C_F$	Fator de Capacidade
$E_{1\ Placa\ STC}$	Energia Gerada por uma Placa Operando em Condições <i>STC</i> [kWh]
$E_{1\ Placa\ NOCT}$	Energia Gerada por uma Placa Operando em Condições <i>NOCT</i> [kWh]
$FF$	Fator de Forma
$G$	Irradiância Solar Global [W.m <sup>-2</sup> ]
$G_{ref}$	Irradiância nas Condições Padrão [1 kWh.m <sup>-2</sup> ]
$H$	Irradiação [kWh.m <sup>-2</sup> ]
$I$	Irradiância [W.m <sup>-2</sup> ]
$I_{med}$	Irradiância Diária Média Anual sobre o <i>Tilt Angle</i> [kWh.m <sup>-2</sup> .dia <sup>-1</sup> ]
$I_m$	Corrente Máxima [A]
$I_{mpp}$	Corrente <i>Maximum Power Point</i> [W]
$I_{sc}$	Corrente de Curto Circuito [A]
$I_T$	Corrente Total [A]
$h_{eq}$	Número de Horas de Sol Equivalente [h]
$H_T$	Irradiação no Plano do Arranjo [kWh.m <sup>-2</sup> ]
$n$	Horizonte de Planejamento [anos]
$N_p$	Número de <i>Strings</i>
$N_{placas}$	Número de placas
$P_L$	Potência Luminosa [W]
$P_{nom}$	Potência Nominal [W]
$P_{max}$	Potência Máxima [W]
$P_R$	<i>Performance Ratio</i>
$t$	Tempo [s]
$T_{cell}$	Temperatura da Celula [°C]
$T_{STC}$	Temperatura Modo Operativo <i>STC</i> [°C]
$V_m$	Tensão Máxima [V]
$V_{mpp}$	Tensão <i>Maximum Power Point</i> [W]
$V_{nom}$	Tensão Nominal [V]
$V_{oc}$	Tensão de Circuito Aberto [V]
$V_T$	Tensão Total [V]
$W_p$	Potência de Pico [W]

$Y_f$	Produtividade Anual de um Sistema
$\alpha_j$	Coeficiente Térmico de Corrente [A]
$\beta$	<i>Tilt Angle</i>
$\beta_u$	Coeficiente Térmico de Tensão
$\gamma_p$	Coeficiente Térmico de Potência
$\eta_{el}$	Eficiência Elétrica [%]
$\eta_{inv}$	Eficiência Inversor [%]
$\eta_{placa}$	Eficiência Módulo Fotovoltaico [%]
$\varphi$	Latitude do Local
$\omega_s$	Velocidade do Vento [m.s <sup>-1</sup> ]

## Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. OBJETIVOS .....</b>	<b>2</b>
1.1.1. Objetivo Geral .....	2
1.1.2. Objetivos Específicos .....	2
<b>1.2. METODOLOGIA.....</b>	<b>2</b>
<b>2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1. O CONCEITO DE GD.....</b>	<b>3</b>
<b>2.2. BENEFÍCIOS, DESVANTAGENS E APLICAÇÕES DE GD .....</b>	<b>5</b>
<b>2.3. A GD NO NOVO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO .....</b>	<b>6</b>
2.3.1 A Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica .....	7
<b>3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>9</b>
<b>3.1. O RECURSO SOLAR.....</b>	<b>9</b>
<b>3.2. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO.....</b>	<b>10</b>
3.2.1. A Célula Fotovoltaica .....	10
3.2.2. O Módulo Fotovoltaico .....	12
3.2.3. O Sistema Fotovoltaico .....	13
<b>3.3. FATORES TÉCNICOS .....</b>	<b>15</b>
3.3.1. Fator de Forma.....	15
3.3.2 Dependência e Variação com a Irradiância.....	15
3.3.3 Dependência e Variação com a Temperatura .....	16
3.3.4 Problemas de Conexão.....	18
<b>3.4. CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>20</b>
3.4.1 Sistemas <i>Off-Grid</i> .....	20
3.4.2 Sistemas <i>On-Grid</i> .....	21
<b>3.5. AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>21</b>
3.5.1 Fator de Capacidade.....	21
3.5.2 Produtividade Anual de um Sistema .....	22
3.5.3 Desempenho Global de Um Sistema .....	22
3.5.4 Estimativa da Energia Anual de um Sistema.....	23
<b>3.6. INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL..</b>	<b>23</b>
3.6.1 Potencial Brasileiro de Geração .....	23
3.6.2 Avanços e Barreiras na Inserção da GD Fotovoltaica.....	27
3.6.3 Perspectivas Econômica e Mercadológica .....	30

<b>4. ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>32</b>
<b>4.1. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA .....</b>	<b>32</b>
4.1.1 Localização .....	32
4.1.2 Disposição Física .....	34
4.1.3 Consumo de Energia Elétrica.....	36
<b>4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>39</b>
4.2.1 Orientação dos Painéis Fotovoltaicos .....	39
4.2.2 Escolha do Pannel Fotovoltaico .....	43
4.2.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico - Potencial Energético do Módulo Fotovoltaico .....	45
4.2.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico - Disponibilidade de Potencial Energético Solar.....	48
4.2.5 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico – Considerando $P_R$ .....	49
4.2.6 Dimensionamento do Inversor de acordo com o Arranjo Fotovoltaico .....	50
<b>4.3 SIMULAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE PVSyst.....</b>	<b>54</b>
4.3.1 Interface e Dimensionamento.....	54
4.3.2 Resultados .....	62
<b>5. ANÁLISE ECONÔMICA .....</b>	<b>69</b>
<b>5.1. ANÁLISE DO CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA .....</b>	<b>69</b>
<b>5.2. AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO DE CAPITAL .....</b>	<b>70</b>
5.2.1 Valor Presente Líquido para o Sistema Fotovoltaico.....	71
5.2.2 Taxa Interna de Retorno para o Sistema Fotovoltaico .....	72
5.2.3 Custo-benefício para o Sistema Fotovoltaico .....	73
<b>5.3. ANÁLISE DE IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO         BRASIL .....</b>	<b>73</b>
<b>6. CONCLUSÃO .....</b>	<b>75</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>77</b>
<b>8. ANEXOS .....</b>	<b>81</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com o meio ambiente tem levado à busca de novas estratégias para amenizar os impactos ao meio ambiente causado por ações antrópicas em meio ao seu desenvolvimento tecnológico. No ramo energético, de acordo com a Figura 1, o Brasil se destaca pela sustentabilidade de sua matriz elétrica predominantemente hídrica, cerca de 70% [1].

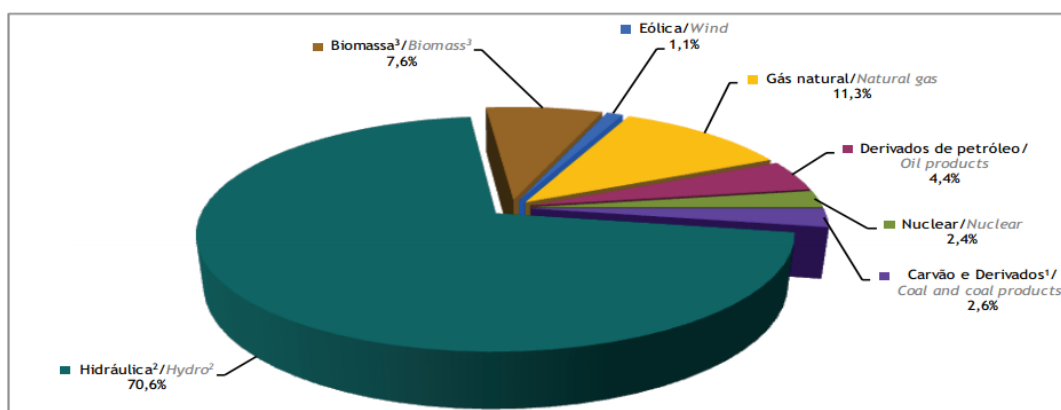


Figura 1 – Matriz Energética Brasileira [1]

Apesar de tal destaque, a matriz energética brasileira é predominantemente dependente da fonte hídrica, o que a torna vulnerável ao risco de apagões quando os níveis de reservatórios se encontram em situação delicada. A baixa dos reservatórios leva ao acionamento de outras fontes de energia, como o uso da fonte térmica, cujos custos são mais elevados do que os da fonte hídrica o que acaba impactando no preço final da energia elétrica que chega aos domicílios.

A diversificação da matriz elétrica é importante para assegurar o suprimento energético nacional. Portanto, investimentos em outras fontes, tais como a solar e a eólica, são fundamentais para a diversificação e garantia de abastecimento energético.

Com o início da regulamentação da Geração Distribuída através da Resolução 482/12 da ANEEL [2], a energia solar ganhou um fôlego maior que a energia eólica, em virtude das dimensões e facilidades da mesma. Entretanto, verifica-se uma falta de políticas públicas, devido a uma série de fatores, para a implantação e disseminação de sistemas fotovoltaicos no contexto de geração distribuída.

Considerando tal fato, o desenvolvimento deste Trabalho de Conclusão de Curso focou na dinâmica do segmento de Geração Distribuída, GD, observando os

prós e contras na disseminação dessa tecnologia de geração de energia elétrica na prática para o consumidor final em um estudo de caso de uma dada residência em Taguatinga-DF.

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.1.1. Objetivo Geral**

- O presente trabalho realiza um estudo sobre a viabilidade econômica de um dado sistema fotovoltaico aplicado a um estudo de caso, uma residência situada em Taguatinga-DF.

### **1.1.2. Objetivos Específicos**

- Caracteriza um sistema de geração distribuída (GD) elucidando principais vantagens e desvantagens;
- Apresenta tecnologias de conversão dos sistemas fotovoltaicos segundo aspectos técnicos e suas configurações;
- Caracteriza um sistema fotovoltaico, produtividade/ano e estimativa de energia/ano;
- Apresenta estudo prático de instalação de sistema fotovoltaico em uma dada residência do DF observando os indicadores de: consumo de energia elétrica (kWh), dimensões da residência, disponibilidade do potencial energético e dimensões dos inversores.
- Apresenta estudo de viabilidade econômica do referido sistema fotovoltaico aplicado à residência em Taguatinga-DF e analisar indicadores econômicos.

## **1.2. METODOLOGIA**

Para a realização do referido estudo adotou-se pesquisa de campo em uma dada residência situada na cidade de Taguatinga-DF.

A pesquisa de campo exige a realização de pesquisa bibliográfica sobre o assunto de referencia abordado, elucidando as opiniões e discussões realizadas pelos pares.

A partir da realização da pesquisa de campo é preciso estabelecer um modelo teórico considerando as variáveis em estudo e principais relações guardadas entre si para a realização do plano geral da pesquisa.



Nesse sentido, foi utilizada técnica de coleta de dados amostrais de consumo de energia elétrica (kWh/mês) da referida residência em Taguatinga assim como os níveis de irradiância. Esses dados foram coletados a partir do site *SunData* [3] e *Google Earth* [4].

Com base nessas informações adotaram-se técnicas de avaliação do sistema fotovoltaico para a residência em Taguatinga-DF. Tais técnicas de avaliação consistiam: área disponível do telhado, inclinação do telhado, níveis de irradiação solar na região, preço do painel fotovoltaico, eficiência do painel fotovoltaico, dimensionamento dos inversores e simulação do sistema através do *software PVSyst* [5].

Após a realização da análise técnica e de engenharia do sistema fotovoltaico, será realizado estudo de viabilidade econômica com o cálculo de alguns indicadores financeiros tais como: *payback*, VPL, TIR e relação Custo-Benefício. A adoção de uma análise econômica é necessária para que possamos justificar dentro de uma ótica econômico-financeira a viabilidade de instalação do referido sistema, considerando o tempo de retorno na realização de investimentos desse porte.

Será realizada uma pesquisa de cunho documental de tal modo a condensar as principais e mais recentes discussões realizadas por autores que tratam sobre sistemas fotovoltaicos e energia solar.

## **2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

### **2.1. O CONCEITO DE GD**

O primeiro sistema elétrico de potência é datado do ano de 1882 quando Thomas Alva Edison construiu a estação de *Pearl Street Power*, na cidade de Nova Iorque, um sistema que fornecia potência para aproximadamente 400 lâmpadas incandescentes de 83 W cada. Este conceito acabou se difundindo e sendo instalado nas principais cidades do mundo, e possuía uma característica interessante: sua disposição próxima ao centro de carga, o que se chama hoje em dia de geração distribuída ou descentralizada [6, 7].

Com o desenvolvimento da elétrica de potência e advento dos transformadores e da introdução das linhas de transmissão de alta tensão, a corrente alternada passou a ser a tecnologia dominante e causou uma mudança na estrutura de transmissão de energia, conectando centrais de potência a cargas situadas a grandes distâncias. Isso possibilitou a transmissão de energia através de

distâncias cada vez maiores, além da interconexão de diferentes centrais de geração, o que formou a base do sistema elétrico atual denominado como geração centralizada, ilustrada na Figura 2. Esse sistema pode ser observado em diferentes países e regiões, como é o caso do Brasil, através do SIN (Sistema Interligado Nacional), dos Estados Unidos da América e Europa.

O SIN permite que usinas situadas no Sul do País possam fornecer energia elétrica para cidades do centro-oeste, norte e nordeste. Nessa configuração, a resposta para aumentos de demanda é a construção de novas usinas de geração e expansão das linhas de T&D (Transmissão e Distribuição).

Segundo Turkson & Wohlgemuth [8], ainda não existe uma definição universal sobre o conceito de GD, embora ele possa ser definido através de suas características principais. O Instituto Nacional de Eficiência Energética define Geração Distribuída como *“o termo que se usa para a geração elétrica junto ou próxima do(s) consumidor(es), com potências normalmente igual ou inferiores a 30 MW. Ela inclui: cogeneradores, geradores de emergência, geradores para operação em horário de ponta, módulos fotovoltaicos e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH’s”* [9].

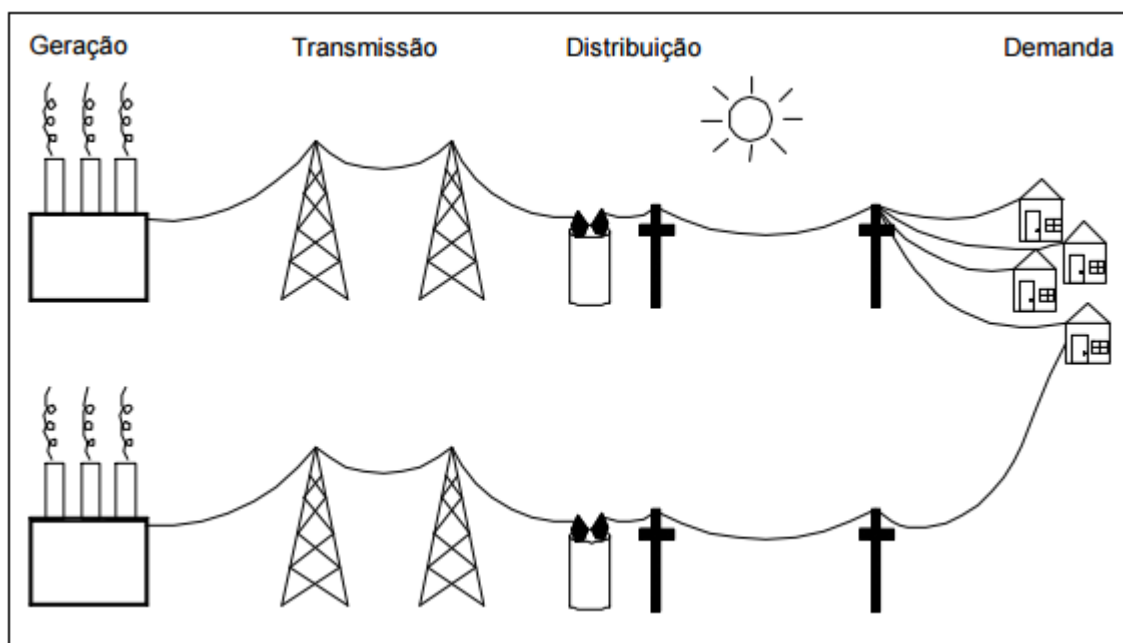


Figura 2 - Sistema elétrico centralizado tradicional [5]

Dessa forma, no caso brasileiro, a geração distribuída é caracterizada pela geração de energia elétrica próxima aos centros de carga. Compete a ANEEL

propiciar o acesso de pequenas centrais geradoras de energia elétrica com potência instalada de até 1MW e que tal fonte energética seja renovável, como: a solar, eólica, biomassa, hídrica e cogeração qualificada. Geralmente, essas pequenas centrais geradoras são conectadas na rede de baixa ou média tensão [10].

## **2.2. BENEFÍCIOS, DESVANTAGENS E APLICAÇÕES DE GD**

É possível verificar que sistemas de geração distribuída de energia são recursos flexíveis comparados aos sistemas convencionais de geração e transmissão centralizados de grandes blocos. Existem vários benefícios em virtude da implantação da geração distribuída, dos quais podemos enumerar:

1. Diversificação da matriz energética nacional;
2. Redução e postergação de custos para expandir sistemas de distribuição e transmissão;
3. Redução de custos com subestações de transformação;
4. Redução do impacto ambiental decorrentes da não construção de reservatórios e de extensas redes de transmissão de energia elétrica;
5. O tempo de implantação de uma GD é muito menor, em virtude da proximidade da geração/carga;
6. Promoção do desenvolvimento local através do uso de recursos próprios da região em que a instalação é inserida, além da dinamização das atividades econômicas e geração de empregos em função da maior produção industrial e do maior volume de serviços;
7. Geração de energia em regiões que estejam afastadas do SIN;

Por ser algo relativamente novo no sistema elétrico nacional, existem diversas dificuldades e problemas relacionados à implantação de um sistema de geração distribuída, dos quais se podem mencionar a intermitência da fonte energética para a geração de energia elétrica e o atual alto custo de implantação das principais tecnologias. Há também de se mencionar a dificuldade de previsão da disponibilidade do “combustível” necessário para a conversão em energia elétrica, como por exemplo, a radiação solar ou a intensidades dos ventos.

Outro impacto negativo é o aumento da complexidade da rede de distribuição. A operação nesse sistema passa a ser mais complexo em virtude do fluxo bidirecional de energia, ou seja, a energia pode também ser gerada e integrada

às redes de distribuição a partir de unidade consumidoras. Desobedecendo, assim, o fluxo tradicional de energia elétrica, que é gerada, transmitida e distribuída de forma radial pelas concessionárias [11].

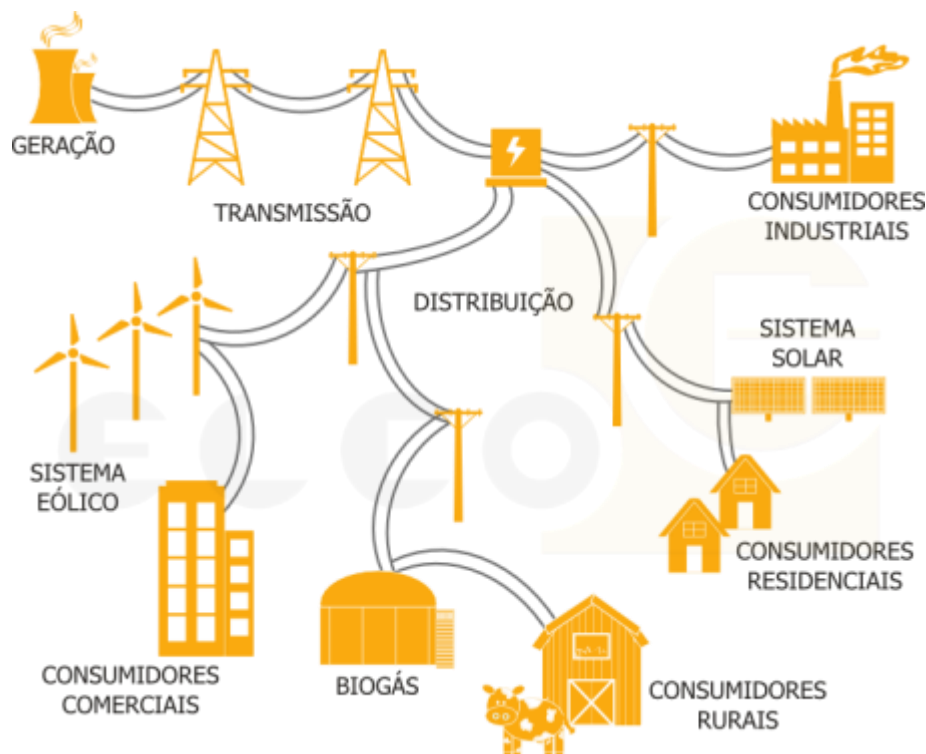


Figura 3 - Esquemática da Geração Distribuída no Sistema Elétrico [13]

Entre outras dificuldades de cunho técnico da GD, esquematizada na Figura 3, destacam-se: o controle do nível de tensão da rede no período de carga leve, aumento da distorção harmônica na rede, alterações dos níveis de curto-circuito das redes, alto custo e tempo elevado para a amortização do investimento [11].

Entretanto, deve-se mencionar que existe hoje uma tendência de maior difusão da geração distribuída nos cenários de geração de energia, uma vez que há grande potencial na prática de cogeração, também em casos onde a GD possa adiar investimentos nas linhas de T&D e melhorar a confiabilidade dos mesmos, principalmente na evolução da acessibilidade econômica da tecnologia e dos mecanismos de estrutura tarifária, possibilitando ganhos ao consumidor.

### 2.3. A GD NO NOVO MARCO REGULATÓRIO BRASILEIRO

Antes da criação do Decreto nº 5.163/04 [41], referente ao conceito de geração distribuída, o Brasil já possuía uma legislação na qual incentivava a geração de energia elétrica por meio de fontes alternativas. O artigo 26 da lei nº 9.427 [10],

de 1996, já definia descontos nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD) e nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), para fontes energéticas como: solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, centrais de geração hidrelétrica e biomassa.

No ano de 2002, o governo instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com os principais objetivos de: diversificação da matriz energética brasileira, fato que contribui para a segurança no abastecimento; valorização das características e potencialidades regionais/locais e redução na emissão de gases que agravam o efeito estufa [12].

Em 2004, através do decreto nº 5.163 [41] foi definido o conceito de geração distribuída, como: “Empreendimentos de geração conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, tais como: energia solar, energia eólica, hidrelétrica menor ou igual a 30 MW, termelétrica (inclusive cogeração a gás) com eficiência superior ou igual a 75%”. Nesse decreto foi estipulado ainda que o montante total da energia elétrica contratada de geração distribuída não poderá exceder a dez por cento da carga do agente de distribuição [14].

### 2.3.1 A Resolução 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica

A resolução normativa número 482, de 17 de abril de 2012, é considerado um marco regulatório no âmbito de geração distribuída. Estabeleceu condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e instaurou o sistema de compensação de energia elétrica [2].

Segundo tal resolução, para o acesso ao sistema de distribuição, tanto a distribuidora como o proprietário da unidade geradora deverão adequar seus respectivos sistemas. As concessionárias devem elaborar ou revisar as normas técnicas sobre o acesso de microgeração e minigeração distribuída, devendo-se utilizar, como referência, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), as normas técnicas brasileiras e, caso necessário, normas internacionais. Esta resolução também atribui responsabilidades por dano ao sistema elétrico, cabendo ao consumidor proprietário de uma unidade geradora observar as normas técnicas e de segurança vigentes da distribuidora local [12].

#### 2.3.1.1. Microgeração Distribuída

Caracteriza-se como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW. Esta central deve utilizar fontes com base em energia solar, eólica, hidráulica, biomassa ou cogeração qualificada. Devendo estar conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [2].

#### 2.3.1.2. Minigeração Distribuída

Já a minigeração distribuída é caracterizada pela central geradora de energia elétrica com potência superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Essa unidade geradora também deve ser para fontes com base em energia hidráulica, eólica, solar, biomassa ou cogeração qualificada. No caso da minigeração distribuída, a central geradora pode estar conectada diretamente na rede distribuidora na faixa de qualquer tensão. Podendo operar em paralelo ou de forma isolada, fato idêntico à microgeração distribuída [2].

#### 2.3.1.3. Sistema de Compensação de Energia Elétrica “*Net Metering*”

A principal inovação trazida pela resolução nº 482/2012 da ANEEL é o sistema de compensação de energia elétrica, chamado “*Net Metering*”. De acordo com a ANEEL o sistema de compensação é definido da seguinte forma: “Sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa”.

Esse sistema de compensação permite que a energia excedente que for gerada pela unidade consumidora, proveniente da microgeração ou da minigeração, seja injetada na rede de distribuição. A rede local, então, funcionará como uma “bateria”, ou seja, armazenará a energia excedente até que a unidade consumidora necessite de tal energia novamente. Vale ressaltar que essa energia excedente poderá ser utilizada por outra unidade consumidora [2].

A compensação financeira é feita de duas formas, caso o consumidor injete mais energia na rede do que propriamente consome, ocorrerá um crédito em energia, medido em kWh, na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará a diferença oriunda entre a energia que consumiu e a energia que foi gerada. Para consumidores conectados em alta tensão, denominado grupo A, a compensação

será a parcela da fatura correspondente à demanda contratada. No caso do grupo B, unidades consumidoras conectadas em baixa tensão, a compensação será devido à taxa de disponibilidade [15].

Os medidores elétricos bidirecionais, que serão utilizados para mensurar o fluxo de energia de uma unidade de geração distribuída, deverão ser adquiridos pelo proprietário de tal unidade, incumbindo ao mesmo a operação, manutenção, adequação ou substituição, não acarretando nenhum ônus à distribuidora.

### 3. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

#### 3.1. O RECURSO SOLAR

O recurso solar pode ser entendido como o combustível essencial para qualquer atividade no planeta Terra. O Sol é composto por uma mistura de gases, onde o hidrogênio é o elemento predominante. Através de reações de fusão nuclear, o hidrogênio é transformado em hélio e a diferença de massa entre os elementos é convertida em energia radiante, que se propaga em todas as direções, distribuindo energia aos corpos ao seu redor. Esta é a energia que chega ao nosso planeta promovendo a fotossíntese das plantas, e pode ser utilizada ainda na geração de energia elétrica através de módulos fotovoltaicos.

Dessa forma, é necessário definir alguns conceitos que são utilizados no cálculo e projeto de instalações fotovoltaicas. Define-se a **irradiância (G)** como a potência radiante incidente por unidade de área sobre uma superfície, expressada em  $W/m^2$ . A **irradiação (H)**, por sua vez, é definida como uma medida da energia radiante incidente por unidade de área, expressa em  $kWh/m^2$  podendo ser considerada a integral da irradiância ao longo de um intervalo de tempo [16].

Esta energia proveniente do Sol pode atingir diretamente uma superfície ou ainda sofrer variados efeitos devido às interações com os gases atmosféricos. A radiação global é a grandeza que expressa o valor de energia que chega a Terra, sendo composta por outras três componentes, ilustradas na Figura 4:

- Uma parcela que atinge a superfície terrestre sem sofrer efeitos de espalhamento ou reflexão, denominada **radiação direta**;
- Uma parcela que atinge a superfície absorvedora após ter sido espalhada pelos gases ou refletida nas nuvens, denominada **radiação difusa**;

- Uma parcela de radiação que atinge o corpo absorvedor após ter sido refletida pelo solo e objetos próximos, denominada **albedo**.

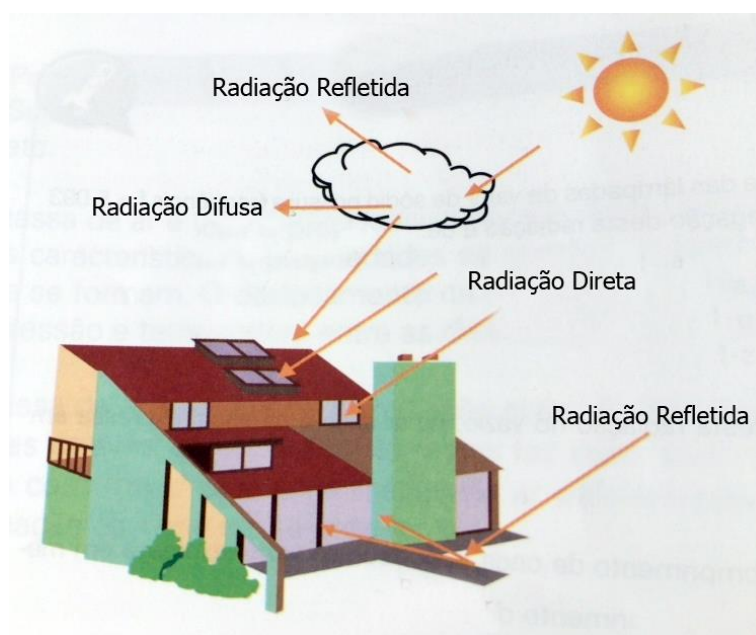


Figura 4 - Radiações incidentes sobre o painel solar fotovoltaico [17]

## 3.2. TECNOLOGIAS DE CONVERSÃO

### 3.2.1. A Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é o elemento fundamental em um módulo fotovoltaico, para a conversão da energia solar em eletricidade. Ela é confeccionada a partir de materiais semicondutores, geralmente o silício (Si), por apresentar uma melhor relação custo benefício. O Si apresenta elétrons fracamente ligados a seus átomos, ocupando um estado energético chamado de banda de valência, que se desprendem ao serem excitados por determinada fração de energia (característica de cada semicondutor) e passam a ocupar a banda de condução. A partir deste processo é possível realizar o transporte de energia elétrica para fora da célula através da criação de campos elétricos [18].

Este campo elétrico é consequência da fabricação da célula, por meio de uma junção p-n, constituída por placas finas de Si, dopadas com quantidades controladas de impurezas, geralmente o fósforo e o boro. Esta junção localiza-se próxima à superfície frontal já que a presença deste campo elétrico conduz as cargas fotogeradas até a rede de contatos metálicos. Estes últimos devem ser capazes de coletar as cargas produzidas e permitir a entrada dos fótons, e por isso cobrem apenas cerca de 4% da área total da célula. A coloração típica de uma célula



fotovoltaica é o azul-escuro, afim de minimizar a reflexão de fótons na superfície, o que é auxiliado ainda pela inserção de uma camada anti-reflexiva.



Figura 5 - Célula fotovoltaica fabricada a partir de silício cristalino

As atuais tecnologias de conversão solar de energia podem ser resumidas em células de silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si) ou silício amorfo (a-Si), além de novas tecnologias que estão sendo estudadas, como por exemplo, as células multijunção, compostas por várias camadas de materiais semicondutores apresentando elevada eficiência. Entretanto, são utilizadas somente em projetos em que o custo não seja um empecilho dado o alto valor de fabricação e instalação, o caso, por exemplo, de aplicações aeroespaciais para geração de energia. A Tabela 1 demonstra as eficiências das tecnologias mencionadas acima.

Tabela 1 - Tecnologias de células fotovoltaicas e suas respectivas eficiências

<b>Tecnologia</b>	<b>Eficiência</b>
m-Si; m-Si/a-Si	13-19%
p-Si	12-14%
a-Si; a-Si/mC	5-11%
Multijunction	39%

Uma célula pode ainda ser identificada por sua curva característica Corrente x Tensão, mostrada na Figura 6, elemento essencial para qualquer sistema fotovoltaico, que relaciona alguns parâmetros básicos como os pontos de máxima tensão ( $V_M$ ), máxima corrente ( $I_M$ ) e, conseqüentemente, a máxima potência

entregue ( $P_M$ ). Além disso, ela ainda mostra a corrente de curto circuito<sup>1</sup> ( $I_{SC}$ ) e a tensão de circuito aberto<sup>2</sup> ( $V_{OC}$ ) da célula.

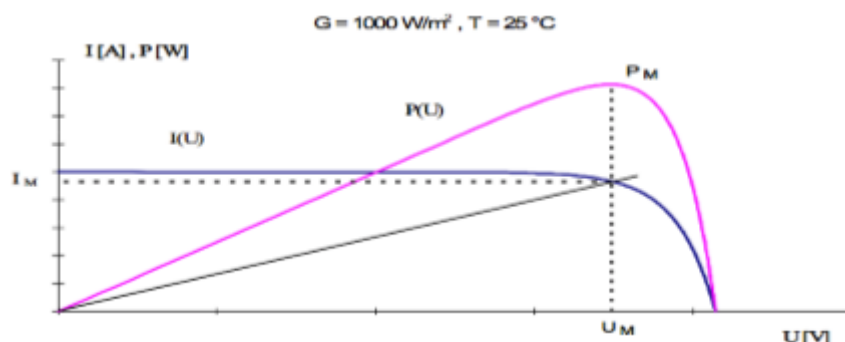


Figura 6 - Curva características Tensão x Corrente e Máxima Potência da célula nas condições STC

Esta curva característica deve ser obtida nas condições *indoor STC* (Standard Test Condition), testadas em ambiente controlado e que podem ser resumidas abaixo:

- Irradiância Solar ( $G$ ) de  $1.000 \text{ W/m}^2$ ;
- Distribuição espectral  $AM = 1,5$ ;
- Incidência normal (*tilt angle*  $\beta = 0^\circ$ );
- Temperatura da célula de  $25^\circ\text{C}$ ;
- Velocidade do vento  $w_s = 0 \text{ m/s}$ .

### 3.2.2. O Módulo Fotovoltaico

Uma célula comum gera em média entre  $3 \text{ W}_P$  e  $5 \text{ W}_P$  em uma tensão de aproximadamente  $0,5\text{V}$ , potencial muito baixo para aplicação individual. Dessa forma, geralmente são conectadas em configurações serie-paralelo, afim de se atingir as potências necessárias para aplicações afins. Este conjunto de células interconectadas é denominado módulo fotovoltaico, como o que pode ser visualizado na Figura 7.

<sup>1</sup> Corrente verificada quando são igualados os potenciais elétricos nos terminais metálicos da célula. Este valor é diretamente proporcional à irradiância sobre a célula.

<sup>2</sup> Tensão verificada quando não existe nenhuma carga conectada à célula. Este valor decresce com a temperatura a uma taxa de  $2,3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$ .



Figura 7 - Representação de um módulo fotovoltaico comercial de silício policristalino [16]

Os modelos comerciais mais utilizados são configurados usualmente com 36 ou 72 células conectadas em série.

$$\text{Módulo com 36 células} \begin{cases} P_{NOM} = 50 - 140 \text{ W} \\ V_{NOM} = 18 \text{ V} \\ V_{OC} = 21.6 \text{ V} \end{cases}$$

$$\text{Módulo com 72 células} \begin{cases} P_{NOM} = 100 - 280 \text{ W} \\ V_{NOM} = 36 \text{ V} \\ V_{OC} = 43.2 \text{ V} \end{cases}$$

### 3.2.3. O Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico, por sua vez, é composto por um conjunto de equipamentos que em sua unidade convertem a energia irradiada pelo sol em energia elétrica pronta para ser utilizada comercialmente, ou para armazenamento. Ele é composto geralmente pelos módulos fotovoltaicos em si, a estrutura utilizada para fixação, controladores de carga, o cabeamento utilizado – para o dimensionamento do cabeamento, devem ser levados em consideração os fatores de proteção solar UV – inversores e sistemas de proteção contra sobrecargas e choques elétricos.

Os diferentes arranjos dos sistemas fotovoltaicos devem levar em consideração a carga necessária a ser produzida, conectando diversos módulos fotovoltaicos através de configurações série-paralelo, de forma a se obter a corrente e tensão necessárias para a geração da potência demandada.

Ainda neste sentido, a configuração dos módulos fotovoltaicos influenciará diretamente na determinação do inversor utilizado no projeto, uma vez que os

valores de potência devem se adequar dentro dos parâmetros de geração do sistema.

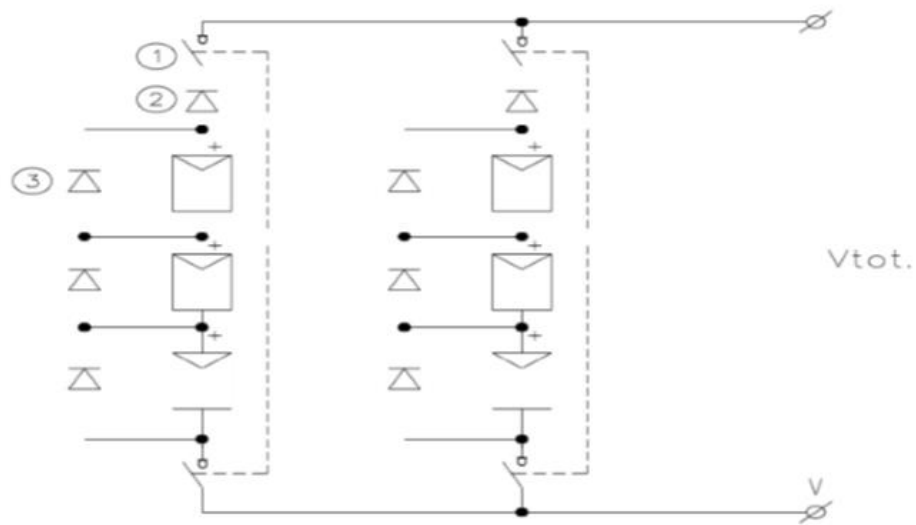


Figura 8 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico

Em uma configuração de um sistema fotovoltaico é necessário compreender o conceito de *strings* e *arrays*. As primeiras são a denominação para um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série, enquanto as segundas se referem ao conjunto de módulos do sistema. Como é possível observar na Figura 8, cada *string* é equipada com algumas proteções elétricas:

- Cada módulo fotovoltaico é equipado com um diodo de *by-pass* contra efeitos de sombreamento;
- Cada *string* é dotada de um diodo bloqueador contra efeitos de corrente reversa e quedas de força, sendo dispostos nas fronteiras da *string*;

Finalmente, o conjunto de módulos é conectado a um ou mais inversores, que podem aceitar módulos com diferentes orientações e, conseqüentemente, diferentes *inputs*. A curva Tensão x Corrente de um sistema fotovoltaico é similar à de um módulo individual, alterando somente a escala de acordo com o número de painéis.

Para efeitos de escala, ao se alterar as tensões de uma célula para um módulo, tem-se  $N_{\text{cell}}$  igual ao número de células presentes no módulo, utilizado como fator de escala para o cálculo da tensão, enquanto a corrente permanece a mesma. Para se alterar os valores nominais de um módulo para uma *string*, tem-se o número de módulos  $N_s$  como um fator de escala para a tensão, enquanto a corrente também

permanece constante. E por fim, para se alterar os valores de uma *string* para um campo, tem-se o número de *strings*  $N_p$  como fator de escala para a corrente.

### 3.3. FATORES TÉCNICOS

#### 3.3.1. Fator de Forma

Ao descrever as tecnologias de conversão de energia fotovoltaica, deve-se introduzir um conceito útil que permite comparar o desempenho de diferentes células, denominado fator de forma (*fill factor FF*), sendo expressa por uma relação entre duas áreas:

$$FF = \frac{V_{MPP} \cdot I_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}}$$

Onde:

- $V_{MPP}$  é a tensão de máxima potência;
- $I_{MPP}$  é a corrente de máxima potência;
- $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto;
- $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito.

Esse parâmetro assume valores entre 70% e 80% para c-Si e cerca de 60% a 65% para células de filme fino. Além disso, é necessário expressar a relação de eficiência de uma célula fotovoltaica, onde  $P_L$  representa a potência luminosa incidente na área do dispositivo:

$$\eta = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \cdot 100 [\%]$$

Uma célula fotovoltaica pode ser vista como uma fonte de potência, que pode variar seus parâmetros de tensão e corrente diante de determinadas circunstâncias, principalmente, pela irradiância e pela temperatura.

#### 3.3.2 Dependência e Variação com a Irradiância

É possível observar que a corrente de curto circuito ( $I_{SC}$ ) de uma célula fotovoltaica é diretamente proporcional à irradiância ( $G$ ), se reduzindo quando o valor de irradiância é menor. A tensão por sua vez, é levemente dependente da irradiância, como é possível observar através da Figura 9.

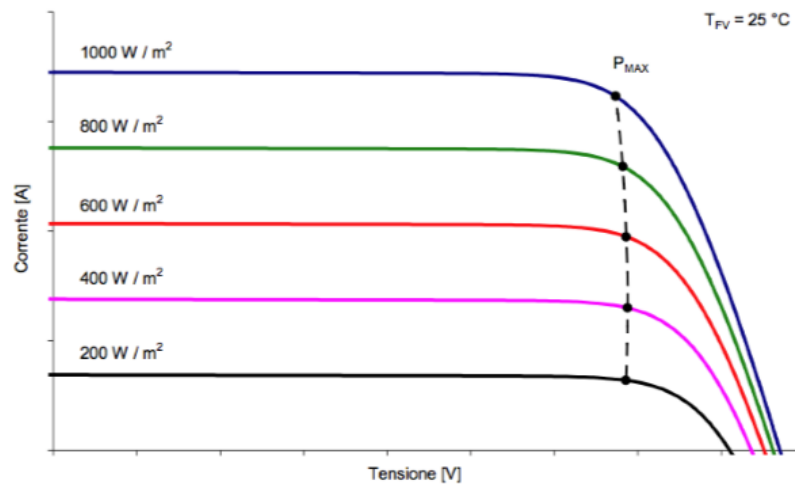


Figura 9 - Características de corrente e tensão em função da irradiância

### 3.3.3 Dependência e Variação com a Temperatura

Outro fator que interfere diretamente na produção de uma célula fotovoltaica é a temperatura de operação. Com o aumento da temperatura, as correntes de curto circuito ( $I_{SC}$ ) e de máxima potência ( $I_{MPP}$ ) sofrem um pequeno aumento, enquanto a tensão decresce significativamente. Isto significa que o diodo se comporta como se estivesse em condição de curto circuito enquanto a tensão se aproxima de zero. Esse comportamento é significativamente importante e deve ser considerado, pois significa uma menor potência, e caso se atinja realmente a condição de curto circuito, significa produção zero de potência. A tensão diminui porque as bandas de energia dos átomos de silício também diminuem, o que implica em um aumento substancial da corrente gerada. Essa tendência de diminuição da tensão com o aumento da temperatura pode ser verificada na Figura 10.

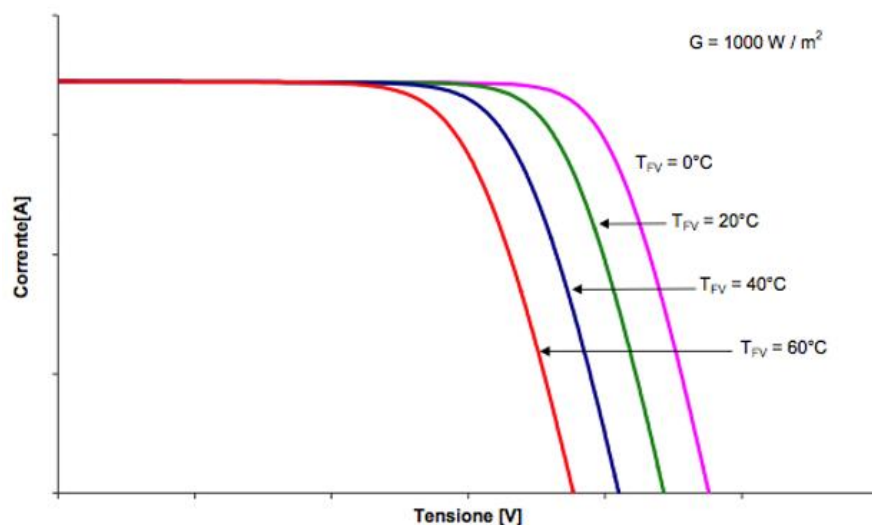


Figura 10 - Características de corrente e tensão em função da temperatura

Para corrigir as alterações impostas pela variação de temperatura na célula, alguns fatores devem ser considerados:

- $\alpha_J$  é o coeficiente térmico de corrente (também chamado de densidade de corrente) e pode ser encontrado na condição de curto circuito ou de máxima potência;
- $\beta_U$  é o coeficiente térmico de tensão e pode ser encontrado na condição de circuito aberto ou de máxima potência;
- $\gamma_P$  é o coeficiente térmico de potência e pode ser encontrado na condição de máxima potência.

Os valores absolutos destes termos são encontrados através de testes e são fornecidos pelo fabricante da célula na ficha técnica, mas geralmente assumem valores relativos de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Valores típicos dos coeficientes térmicos para placas de silício cristalino

$\alpha_J$	Absolute = $dJ_{sc}/dT \left[ \mu A / (cm^2 \text{ } ^\circ C) \right]$	10
	Relative = $\left( dJ_{sc}/dT \right) / J_{sc} * 100 \left[ \% / ^\circ C \right]$	0.02
$\beta_U$	Absolute = $dU_{oc}/dT \left[ mV / ^\circ C \right]$	-2.2
	Relative = $\left( dU_{oc}/dT \right) / U_{oc} * 100 \left[ \% / ^\circ C \right]$	-0.36
$\gamma_P$	Relative = $\left( dP_{max}/dT \right) / P_{max} * 100 \left[ \% / ^\circ C \right]$	-0.45

Através dos coeficientes térmicos é possível encontrar expressões analíticas para o cálculo aproximado da corrente, tensão e potência, bem como a eficiência diante da variação de temperatura, isto é, em condições reais de operação:

$$I_k(G, T_{cell}) = I_k(STC) \frac{G \left[ \frac{W}{m^2} \right]}{1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]} (1 + \alpha_k (T_{cell} - T_{STC})), \quad k = SC, MPP$$

$$U_k(T_{cell}) = U_k(STC) (1 + \beta_k (T_{cell} - T_{STC})), \quad k = OC, MPP$$

$$P_{max}(G, T_{cell}) = P_{max}(STC) \frac{G \left[ \frac{W}{m^2} \right]}{1000 \left[ \frac{W}{m^2} \right]} (1 + \gamma_P (T_{cell} - T_{STC}))$$

$$\eta_{el}(T_{cell}) = \frac{P_{max}}{G * A} = \frac{P_{max}(STC)(1 + \gamma_P(T_{cell} - T_{STC}))}{1000 * A}$$

Em aplicações reais, tanto a irradiância quanto a temperatura variam simultaneamente, e de fato a potência da célula é fortemente alterada em função da irradiância e da temperatura ambiente, variação esta pode ser visualizada na Figura 11.

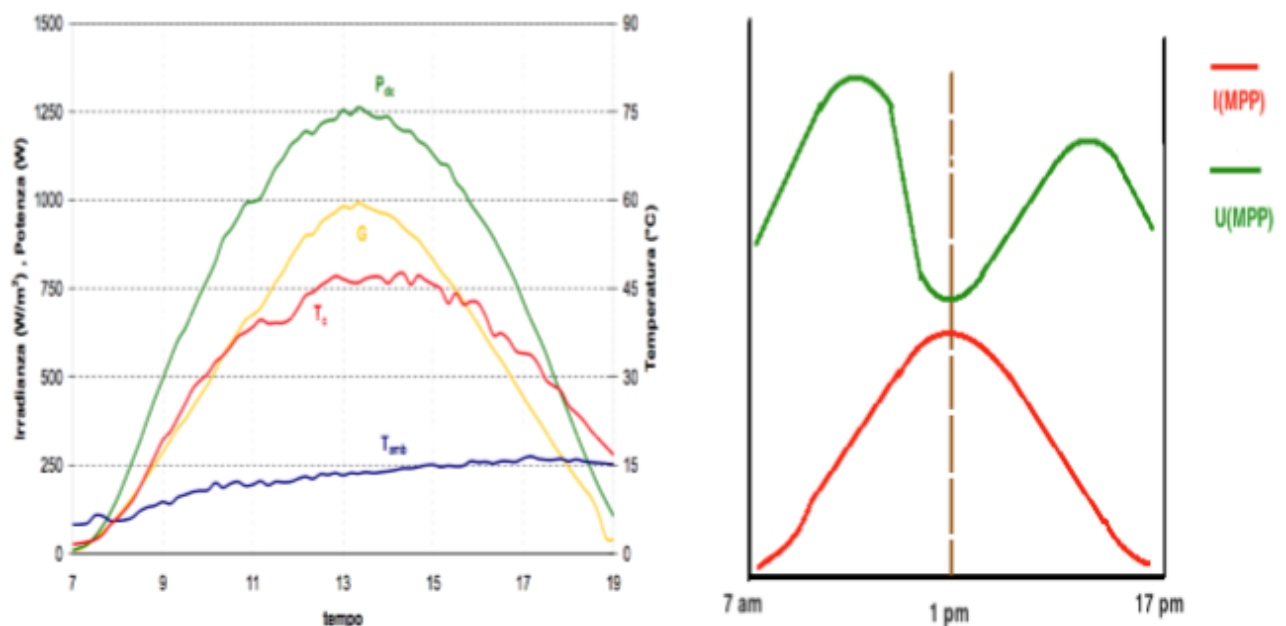


Figura 11 - Variação dos parâmetros básicos da célula em função da irradiância e temperatura, e tendência de corrente e tensão e durante o dia

### 3.3.4 Problemas de Conexão

Problemas de conexão ocorrem quando há alguma célula ou módulo defeituoso no arranjo do sistema, causando efeitos como correntes reversas – operação como carga – ou ainda, limitando a corrente geral. Como as células e módulos são conectados em série, um dispositivo que gere corrente abaixo do valor nominal representará um limitador para o sistema. Ainda podem-se mencionar fatores como poeira acumulada (*soiling*) nos módulos, o que reduz a absorção de raios solares, diminuindo a potência gerada pelo sistema. Além disso, existe também o efeito de sombreamento, causa comum de diminuição de potência em sistemas fotovoltaicos.



O efeito de sombreamento pode ocorrer devido ao erro de posicionamento dos painéis, próximos a objetos que podem sombrear a área dos painéis, ou ainda efeitos de sombra do próprio sistema devido ao posicionamento do Sol de acordo com a estação do ano, como é possível observar na Figura 12.

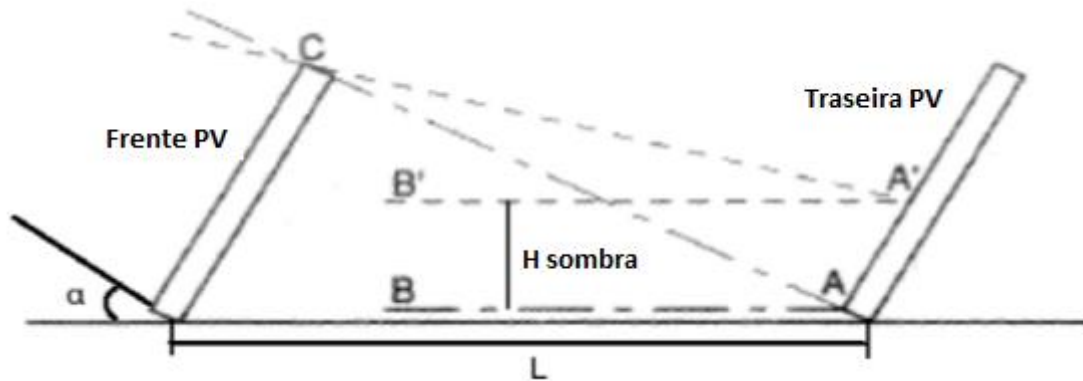


Figura 12 - Sombra gerada pelo próprio módulo

O efeito de sombreamento pode ser melhor analisado observando-se as curvas de tensão e corrente para os casos em questão, bem como a máxima potência gerada em cada configuração. Na Figura 13, a curva verde representa um sistema padrão, sem efeitos de sombreamento, enquanto nas curvas azul e vermelha são mostradas configurações considerando-se diferentes efeitos de sombreamento.

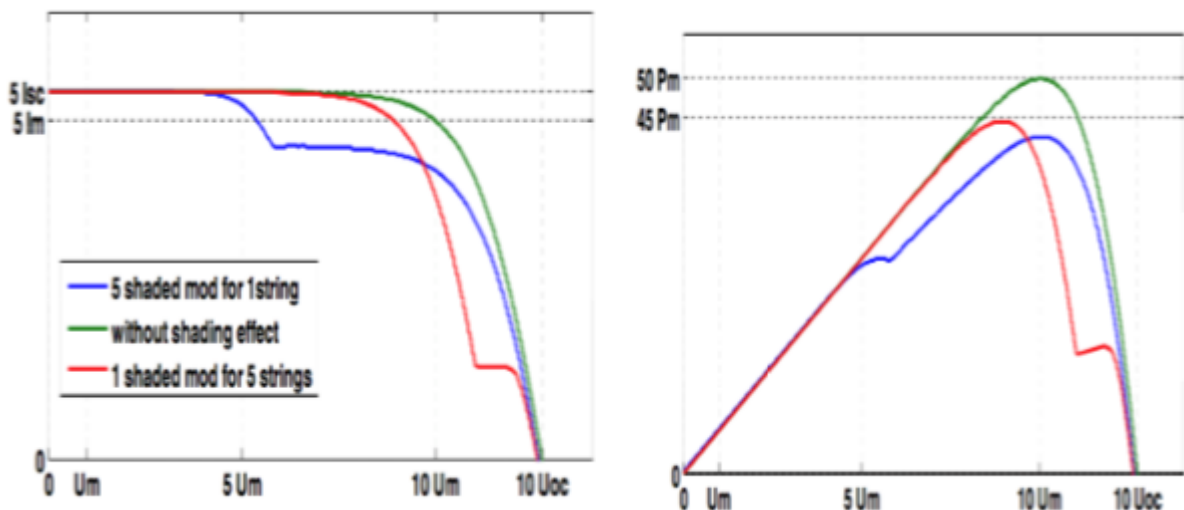


Figura 13 - Efeitos de sombreamento e suas consequências nos valores de tensão, corrente e potência de um sistema fotovoltaico

### 3.4. CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Existem duas configurações básicas para sistemas fotovoltaicos: *on-grid* e *off-grid*. A primeira configuração representa um sistema de geração de energia fotovoltaico conectado à rede, enquanto o segundo representa um sistema de geração isolado e independente, onde o armazenamento de energia elétrica é realizado através do uso de um banco de baterias.

#### 3.4.1 Sistemas Off-Grid

Os sistemas isolados, também denominados *off-grid*, apresentados na Figura 14, são utilizados em locais remotos ou onde o custo de se conectar à rede elétrica é elevado. Podem ser utilizados como exemplos casas de campo, em sistemas de iluminação, de bombeio de água, entre outros. Os principais componentes para um sistema *off-grid* são:

- Os módulos fotovoltaicos em si, responsáveis por transformar a energia solar e gerar a energia elétrica necessária;
- Os controladores de carga que funcionam como válvulas para o sistema, evitando sobrecargas ou descargas exageradas na bateria de modo a aumentar sua vida útil e desempenho;
- Os inversores, que são responsáveis por transformar os 12V de corrente contínua (CC) proveniente das baterias em corrente alternada (CA) na tensão desejada;
- O banco de baterias que armazenam a energia elétrica para que o sistema possa ser utilizado quando não há sol.



Figura 14 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico *off-grid* [19]

### 3.4.2 Sistemas *On-Grid*

No caso dos sistemas interligados à rede, apresentado na Figura 15, não é necessário utilizar controladores de carga nem baterias, e dessa forma, o sistema contém apenas os painéis e o inversor, que nesta configuração também é responsável por estabelecer a sincronia de frequência com a rede elétrica, no caso do Brasil em 60 Hz. Além disso, é necessário um relógio bidirecional para quantificar a energia elétrica injetada na rede e efetuar o sistema de compensação.



Figura 15 - Configuração típica de um sistema fotovoltaico *on-grid* [19]

## 3.5. AVALIAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A fim de se comparar diferentes sistemas fotovoltaicos que operam sob diferentes circunstâncias, são utilizados alguns parâmetros denominados índices de mérito [9]. Estes índices permitem analisar se o sistema foi dimensionado de maneira adequada, ou se deve ser reconfigurado de forma a otimizar o aproveitamento do recurso solar. São eles: o fator de capacidade, a produtividade anual de um sistema e o desempenho global de um sistema.

### 3.5.1 Fator de Capacidade

O fator de capacidade  $C_F$  de um sistema fotovoltaico representa a razão entre a energia de fato entregue pelo sistema no período considerado e a energia que entregaria se operasse 100% do tempo na sua potência nominal [9]. Seu valor é expresso em porcentagem e para os sistemas brasileiros, seu valor varia entre 13% e 18%, de acordo com a localidade e disponibilidade do recurso solar. Seu valor pode ser definido de acordo com a equação a seguir:

$$C_F = \frac{\int_0^{8760} P(t).dt}{P_N \cdot T}$$

Onde:

- $P(t)$  representa a potência entregue pelo sistema no instante  $t$  [kW];
- $P_N$  representa a potência nominal do sistema [kW];
- $T$  representa o período de integração (geralmente um ano, ou seja, 8760 horas).

### 3.5.2 Produtividade Anual de um Sistema

A produtividade anual corresponde a energia gerada, em kWh, por cada  $kW_P$  de potência instalada. Esta relação é expressa em kWh/  $kW_P$ , ou mesmo em horas. Neste caso,  $Y_F$  representaria o número de horas necessárias de operação em potência nominal para produzir a mesma quantidade de energia entregue no período. Este valor pode ser expresso através da equação:

$$Y_F = \frac{\int_0^{8760} P(t).dt}{P_N}$$

É possível observar que existe uma relação entre o fator de capacidade e a produtividade anual, que pode ser expressa como:

$$C_F = \frac{Y_F(h)}{8760 h}$$

### 3.5.3 Desempenho Global de Um Sistema

O desempenho global de um sistema, ou *performance ratio* ( $P_R$ ) leva em consideração as perdas ocorridas no processo de conversão de energia solar em eletricidade e representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível em corrente alternada de energia elétrica. Sendo expresso segundo a equação abaixo:

$$P_R = \frac{Y_F \cdot G_{ref}}{H_T}$$

Onde:

- $H_T$  representa a irradiação no plano do arranjo, em kWh/m<sup>2</sup>;

- $G_{ref}$  representa irradiância nas condições padrão, 1 kW/m<sup>2</sup>.

### 3.5.4 Estimativa da Energia Anual de um Sistema

A energia entregue por um sistema fotovoltaico pode ser determinada através da fórmula apresentada nas equações abaixo:

$$E_{AC} = H_T \cdot S_{PV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR$$

$$E_{AC} = P_N \cdot h_{eq} \cdot PR$$

Onde:

- $E_{AC}$  representa a energia anual entregue [kWh/ano];
- $H_T$  representa a irradiação no plano do arranjo [kWh/m<sup>2</sup>];
- $S_{PV}$  representa a área total do sistema, em [m<sup>2</sup>];
- $\eta_{STC}$  representa a eficiência dos módulos, em condições *STC*;
- $PR$  é o índice de desempenho global, ou *performance ratio*;
- $P_N$  representa a soma das potências de pico em condições *STC*;
- $h_{eq}$  é o número de horas de sol equivalente [h].

## 3.6. INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA NO BRASIL

### 3.6.1 Potencial Brasileiro de Geração

O Brasil é um país localizado, em sua maior extensão territorial, na região intertropical e dessa forma apresenta um potencial solar para geração de energia durante todo o ano. A utilização deste recurso como fonte de energia elétrica traz benefícios tais quais: viabiliza o desenvolvimento de regiões remotas onde o custo da energia elétrica através de sistemas convencionais é muito alto, regula a oferta de energia em períodos de estiagem, diminui a dependência do mercado de petróleo, reduz as emissões de gases do efeito estufa por se tratar de uma fonte de energia limpa, e pode ainda representar um alívio ao sistema elétrico em horários de pico de energia, dentre outros [20].

Estima-se que o Brasil possua atualmente cerca de 20MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, que em sua grande maioria estão destinadas ao atendimento de sistemas remotos e isolados, onde a extensão da linha de transmissão necessária para atender esta demanda não é viável econômica e financeiramente [21].

O recurso primário para geração de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos é a irradiância solar. O Brasil apresenta em seu território elevados índices deste parâmetro, como é possível verificar através da Figura 16.

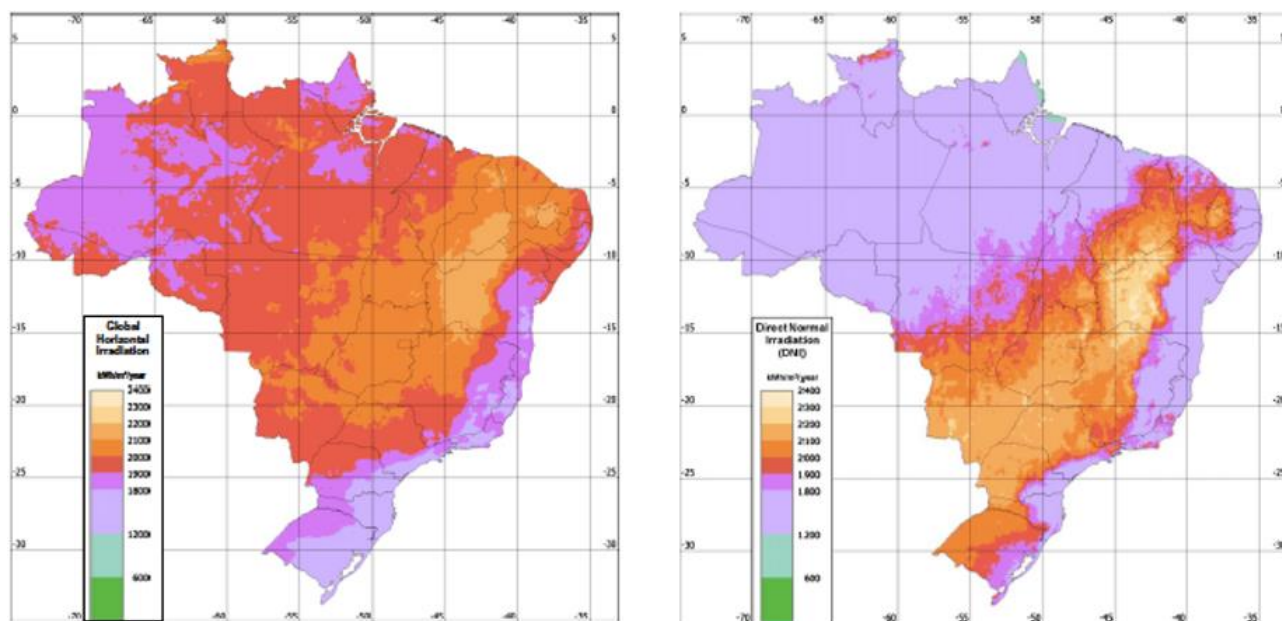


Figura 16 - Índices de irradiação global horizontal (à esquerda) e direta (à direita) em kWh/m²/ano [18]

De acordo com a Figura 16, é possível observar valores de irradiação global entre 2000 e 2400 kWh/m²/ano na maior parte do território brasileiro. Para que se tenha ideia do tamanho potencial desta fonte de energia, uma comparação com a fonte hidroelétrica pode ser realizada tomando-se como base a usina hidroelétrica de Itaipu, com potência instalada de 14 GW e geração anual entre 80 a 90 TWh, valor necessário para suprir cerca de 20% da energia elétrica consumida no Brasil. Caso os 1.350 km² da área do reservatório da usina fossem cobertos com placas solares, a energia fornecida seria da ordem de 135 GW, com geração anual de aproximadamente 200 TWh, valor necessário para suprir cerca de 40% da energia elétrica consumida no Brasil [22].

Quando comparados os índices de irradiação global horizontal brasileiro com os de países que se destacam na produção de energia elétrica a partir de recurso solar, como Alemanha e Itália, é possível visualizar ainda mais o tamanho do potencial brasileiro para a inserção desta tecnologia. Como mencionado acima, os índices médios brasileiros variam entre 2000 e 2400 kWh/m², enquanto que na Alemanha estes índices alcançam valores na ordem de 1300 a 1400 kWh/m², e na



Itália, que possui um dos maiores potenciais europeus, os valores alcançam no máximo 1900 kWh/m<sup>2</sup>. Isto evidencia que o avanço na difusão desta tecnologia no Brasil pode alavancar grandes crescimentos em geração de energia solar e tornar o país um dos líderes mundiais em sistemas fotovoltaicos.

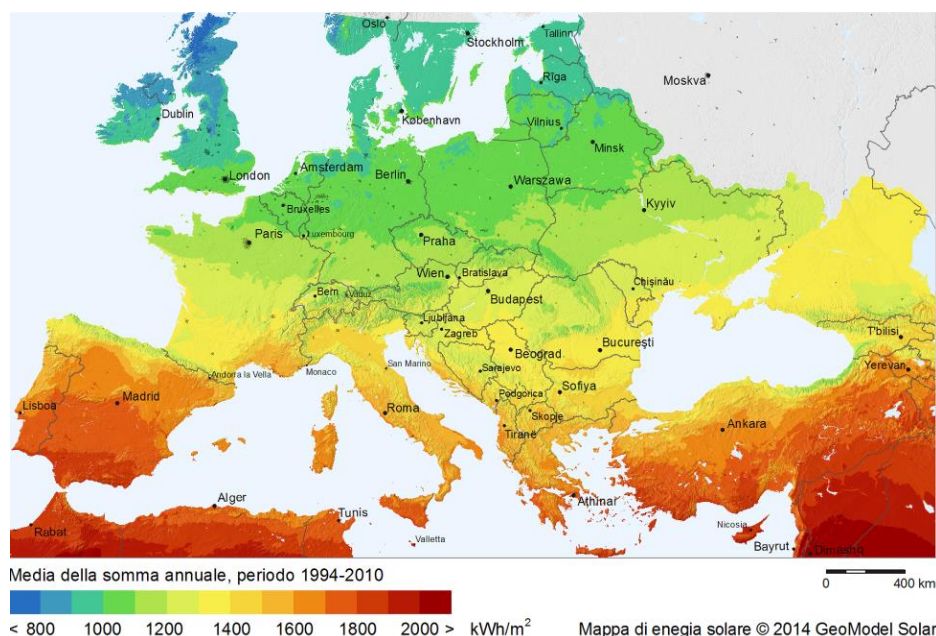


Figura 17 - Irradiação global no plano horizontal da Europa [19]

Outro ponto relevante é a mudança na curva de carga do consumo de energia elétrica do Brasil. Até meados dos anos 2000, a curva de carga brasileira apresentava seus maiores picos nos horários entre 18 horas e 20 horas, devido à carga elevada imposta pela utilização de chuveiros elétricos. Recentemente, com o aumento do poder aquisitivo dos brasileiros, a curva de carga foi reajustada para os horários de maior incidência solar e temperatura, como pode ser visualizado através da Figura 18. Isto pode ser explicado pela utilização de aparelhos de refrigeração, como umedecedores e principalmente o ar condicionado. A Figura 18 também mostra o comportamento da curva de carga no estado de Santa Catarina em diferentes dias (apresentados em diferentes cores), durante o decorrer das horas. Este comportamento pode ser replicado à curva de carga típica brasileira, uma vez que os horários de pico registrados nos últimos anos se encontram entre 14 e 16 horas [21].

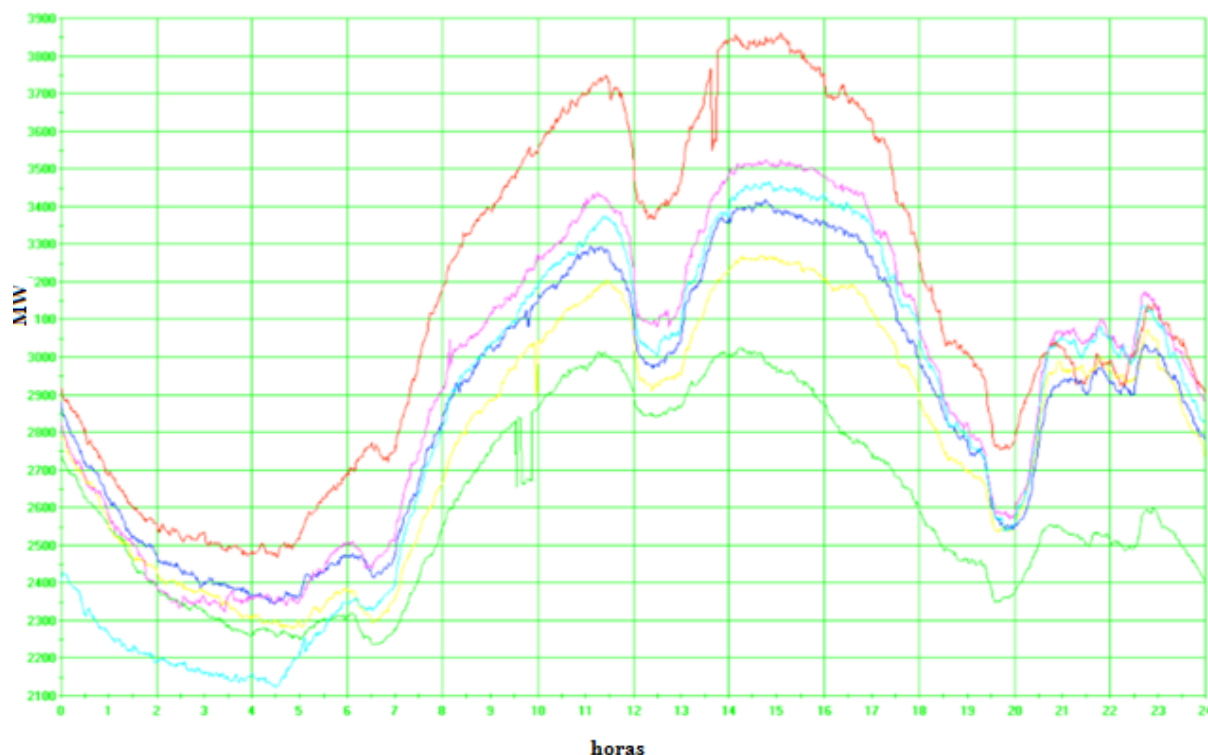


Figura 18 - Curva de carga típica do estado de Santa Catarina [22]

Notam-se os horários de maiores demandas entre 9h e 12h, e posteriormente, entre 13h e 18h, o que equivale diretamente aos horários de maior geração de energia solar, uma vez que são os horários de maior incidência. Este fato revela que a utilização de painéis fotovoltaicos, seja através da geração centralizada e principalmente pela geração distribuída, representariam um alívio ao sistema elétrico brasileiro, reduzindo significativamente a quantidade de energia elétrica demandada por outras fontes.

Uma pesquisa elaborada pela EPE quantificou o potencial de geração fotovoltaica brasileiro, segundo dados de irradiação e a área útil de telhados disponível no território brasileiro, demonstrando que o país possui um potencial fotovoltaico/consumo residencial de aproximadamente 230%, considerando uma situação de geração total. Isto significa dizer que o potencial brasileiro é cerca de 2,3 vezes maior que o consumo, considerando apenas a fonte fotovoltaica. Apesar de ser uma hipótese pouco factível, comprova que a área não é um fator limitante para a inserção desta tecnologia de geração no cenário brasileiro. A Tabela 3 demonstra os valores de potencial encontrados para cada unidade federativa, segundo o seu consumo e potencial [23].



Tabela 3 - Potencial Técnico Fotovoltaico Residencial [20]

UF	Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)	Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)	Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)	Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
<b>BRASIL</b>	<b>32.820</b>	<b>287.505</b>	<b>124.896</b>	<b>230%</b>

### 3.6.2 Avanços e Barreiras na Inserção da GD Fotovoltaica

Além da publicação da REN 482/2012 com a implementação do sistema de compensação de energia elétrica brasileiro, bem como a modificação do PRODIST para se adequar os requisitos de conexão ao sistema fotovoltaico, outros fatores também podem ser considerados como avanços para a inserção da GD Fotovoltaica no Brasil.

#### 3.6.2.1. Financiamento e Fomento Econômico

Cabe ressaltar algumas iniciativas de fomento econômico e financiamento, como a criação do Plano de Ação Conjunta Inova Energia proposta pela FINEP, BNDES e ANEEL, que, dentre outras finalidades, apoia empresas brasileiras no

desenvolvimento e domínio tecnológico da cadeia produtiva fotovoltaica (além da termossolar e eólica), englobando desde a purificação de silício em grau solar, bem como a produção de células de outros materiais e equipamentos de condicionamento de potência utilizados nos sistemas fotovoltaicos, como inversores. O montante de recursos disponibilizados pelas três instituições, para todo o programa, soma R\$ 3 bilhões, para os anos de 2013 a 2016.

Em outra iniciativa, o BNDES publicou em agosto de 2014 as regras para o credenciamento e apuração de conteúdo local de módulos e sistemas fotovoltaicos, que exige a nacionalização progressiva de componentes e processos específicos ao longo do plano, como a fabricação nacional de células de silício cristalino a partir de 2020. Apesar do plano ter sido elaborado tendo em vista o próximo Leilão de Energia de Reserva, o desenvolvimento da cadeia industrial fotovoltaica no país deve beneficiar a geração distribuída através da redução de custos dos equipamentos ao consumidor final [23].

O Instituto Ideal, em parceria com o *Grüner Strom Label* (Selo de Eletricidade Verde da Alemanha), lançou em 2013 o Fundo Solar, que oferece apoio financeiro no valor de R\$ 1.000,00 a R\$ 5.000,00 por projeto de microgeração fotovoltaica conectado à rede. O orçamento total do Fundo é de aproximadamente R\$ 65.000,00 na primeira fase do projeto.

Iniciativas individuais das unidades federativas também devem ser consideradas, como o programa “Crédito Produtivo da SIC – Energias Renováveis”, lançado pela Secretaria de Estado de Indústria e Comércio (SIC) de Goiás em julho de 2014, que oferece uma linha especial de crédito voltada para micro e pequenas empresas. A linha financia projetos de sustentabilidade, inclusive geração de energia solar, com taxa de 0,25% ao mês, carência de até 180 dias, prazo de pagamento de até 36 meses, para valores entre R\$ 2 mil e R\$ 25 mil [42].

No segundo semestre de 2014 foram incluídos aerogeradores e equipamentos de energia fotovoltaica como itens financiáveis através do programa Construcard, da CAIXA. Dessa forma, existe a possibilidade de que a pessoa física adquira os equipamentos de microgeração e quite o financiamento em até 240 meses, a uma taxa de juros mensal que varia de 1,4% + TR a 2,33% + TR [43].

### 3.6.2.2. Pesquisa e Desenvolvimento

Universidades, laboratórios e instituições de todo o país desenvolvem hoje pesquisas na área de geração fotovoltaica distribuída, participando ativamente de programas como o P&D Estratégico da ANEEL: “Arranjos Técnicos e Comerciais Para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”. A chamada do programa, recebeu 18 propostas (17 aprovadas), totalizando um investimento total de R\$ 395,9 milhões em um prazo de três anos, somando uma potência instalada de aproximadamente 24,6 MWp, envolvendo diretamente, 96 empresas, 62 instituições e 584 pesquisadores nos projetos [23].

### 3.6.2.4. Tributação

Através do Convênio ICMS 101/97, o CONFAZ estabeleceu que não seja recolhido ICMS de módulos e células fotovoltaicas em nenhum Estado da Federação. Porém, esta medida não se estende a outros equipamentos, como inversores e medidores. No aspecto tributário, participa também a União, haja vista que impostos federais (Imposto de Importação, PIS e COFINS) ainda representam valores consideráveis no valor final dos sistemas fotovoltaicos. Neste sentido, tramita o PLS nº 317/2013 que propõe a isenção do IPI sobre dispositivos fotossensíveis semicondutores, incluídas as células fotovoltaicas, mesmo montadas em módulos ou em painéis, entre outros componentes [24].

Quanto ao imposto sobre a energia gerada, no dia 05 de abril de 2013, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 6. Este convênio estabelece a incidência do ICMS sobre o consumo bruto de eletricidade proveniente da distribuidora, antes de qualquer compensação da geração própria. Ou seja, o montante de energia elétrica gerado que não é consumido instantaneamente, sendo exportado à rede de distribuição e, ao ser compensado em outra oportunidade, será tributado. Tal tributação muda a realidade do sistema de compensação de energia elétrica e, conseqüentemente, a competitividade e a perspectiva de penetração da micro e minigeração distribuída, como será visto no decorrer do presente estudo [23].

O fato é que este Convênio possui caráter orientativo, cabendo a cada Estado brasileiro publicar sua regulamentação própria para tratar do assunto. Verificou-se que apenas Minas Gerais não aplica o Convênio atualmente. Nesse estado, através da lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013, determinou-se que pelos primeiros cinco anos de geração a base de cálculo do imposto será o consumo líquido [25].

### 3.6.2.5. Certificação e Normatização

No âmbito das certificações, o INMETRO publicou em 2011 a portaria nº 004 que define os “Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica”, aplicável para módulos, controladores de carga, inversores e baterias estacionárias de baixa intensidade de descarga. Foi estabelecido que a partir de julho de 2012 os sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica deverão ser comercializados, no mercado nacional, somente em conformidade com os Requisitos ora aprovados [26].

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), por sua vez, publicou recentemente quatro normas relacionadas ao tema, visando maior segurança e padronização das instalações:

- ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica [26];
- ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição [26];
- ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade [26];
- ABNT NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho [26].

### 3.6.3 Perspectivas Econômica e Mercadológica

O cenário da energia solar fotovoltaica apresentou significativas mudanças nos últimos anos. Problemas relacionados ao fornecimento de matérias, bem como de natureza econômica inviabilizam a implantação destes sistemas. Entretanto, as perspectivas positivas quanto à competitividade da energia fotovoltaica frente aos atuais sistemas de geração de energia contribuíram para a alteração desta realidade. Um dos fatores que auxilia nessa mudança de conceito é a redução de custos dos materiais fotovoltaicos. A Figura 19 mostra a evolução da capacidade instalada para essa fonte de energia, bem como a redução dos custos envolvidos em um horizonte até 2050, segundo dados da IEA [28].

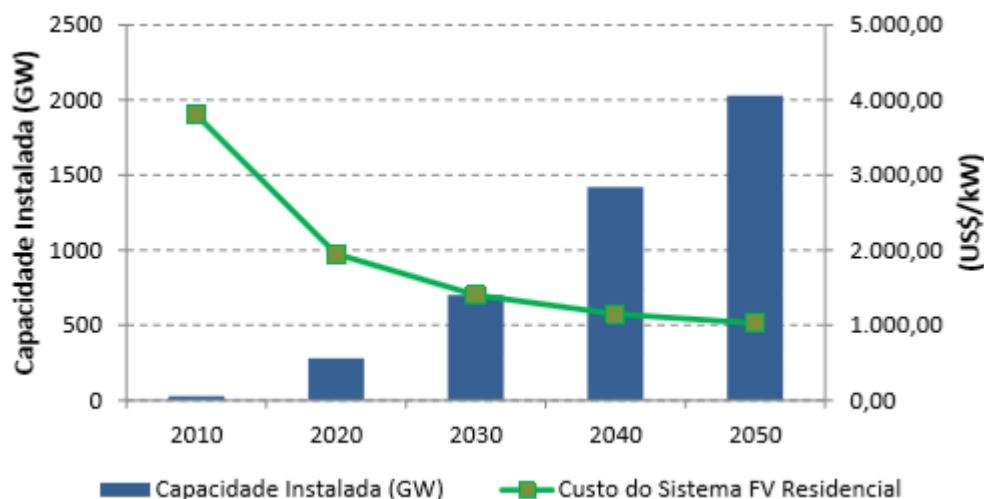


Figura 19 - Projeção do Crescimento da Capacidade Instalada e dos Custos até 2050 [28]

Essa projeção pode ser replicada para o Brasil, uma vez que o potencial de mercado brasileiro é alto, como já evidenciado. Entretanto, são necessárias políticas públicas de incentivo para o desenvolvimento de uma indústria nacional de equipamentos fotovoltaicos, a fim de viabilizar esta redução.

Para identificar a viabilidade econômica, inicialmente se compara, por distribuidora, ano a ano, o custo nivelado da fonte e a tarifa final da distribuidora para as classes de consumo avaliadas, considerando o sistema de medição líquida. No momento em que o custo da geração fotovoltaica se iguala à tarifa da distribuidora, diz-se ter atingido a paridade tarifária, tornando o empreendimento ainda mais atrativo para o consumidor [21].

Faz-se necessário, ainda, avaliar o potencial de mercado que estes empreendimentos possuem, uma vez que não se pode oferecer um produto que não possua demanda. Um estudo conduzido pela Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE, no ano de 2014, que levou em consideração trabalhos relacionados ao perfil de consumo da população brasileira, poder aquisitivo, área útil disponível para inserção da tecnologia fotovoltaica, demonstrou a viabilidade da inserção da energia fotovoltaica segundo a evolução do mercado, que pode ser visualizada na Figura 20 [23].

A barra azul apresenta o número de unidades consumidoras potenciais – residências com consumo superior a 400 kWh/mês e comércios (sem restrição à nível de consumo), limitados apenas pelo fator da restrição de aptidão (55% do total), segundo os critérios da pesquisa. A barra amarela representa como o

mercado vai se tornando economicamente viável ao longo dos anos, atingindo a viabilidade para mais de 80% dos consumidores potenciais em 2023. Em verde é mostrado o número de consumidores que terão instalados sistemas fotovoltaicos ao longo do horizonte decenal (forma de barra) e o percentual em relação ao potencial, em linha [23].

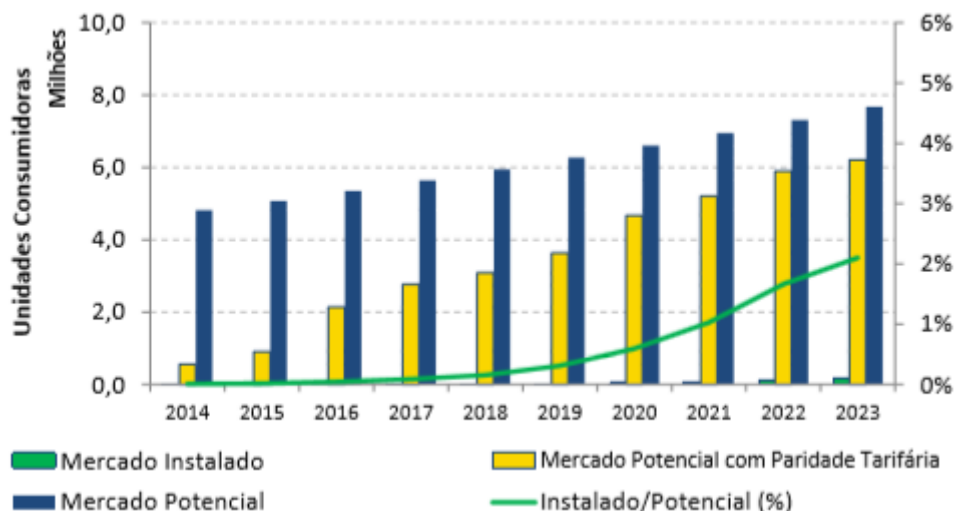


Figura 20 - Evolução do Mercado de Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos no Brasil [23]

Estas projeções demonstram como o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica distribuída é bastante pertinente para a realidade do cenário energético brasileiro atual, mas que depende ainda da redução de custos para a sua viabilidade, que pode ser atingido graças à criação de novas políticas públicas de incentivo.

## 4. ESTUDO DE CASO

### 4.1. CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

#### 4.1.1 Localização

A residência escolhida para fazer o estudo de caso localiza-se na região administrativa de Taguatinga, no Distrito Federal. Atualmente, quatro pessoas moram nesta casa. Sendo um casal, com idades entre 40 e 50 anos e suas duas filhas, com 22 e 16 anos, respectivamente.

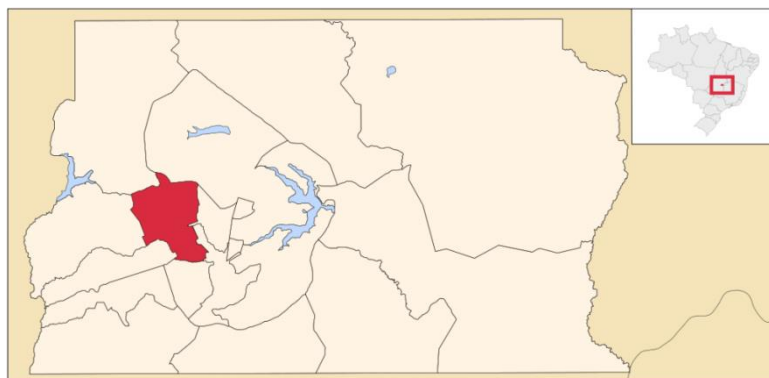


Figura 21 - Região administrativa de Taguatinga [27]



Figura 22 - Vista aérea da residência situada em Taguatinga [4]

Por motivos pessoais, foi autorizado pelo proprietário da casa apenas a divulgação de fotos aéreas da residência, obtidas através do *Google Earth*. A mesma possui, aproximadamente, 480 m<sup>2</sup> dispostos em dois pavimentos e uma área de lazer com piscina e duas churrasqueiras. De acordo com este perfil, verifica-se que a unidade consumidora demanda bastante energia elétrica. Segundo o proprietário, a conta de luz junto com a conta de água são os principais tributos que tem mais interferido no orçamento familiar.

Em relação à conta de água, os moradores disseram que tentam diminuir o consumo, porém, sem tanta eficácia. De acordo com proprietário as principais

causas deste alto consumo são a manutenção da piscina, banhos prolongados e a limpeza da casa.

Porém, no caso da conta de luz, o proprietário acredita que a instalação do sistema fotovoltaico ajudaria a família a se reeducar em relação ao consumo de energia, com a meta de “zerar” a conta de luz. Fato que, mesmo com a resolução 482/12 da Agência Nacional de Energia Elétrica, não é possível devido às taxas de disponibilidade e a outros tributos [2].

#### 4.1.2 Disposição Física

Para um melhor entendimento do estudo de caso, fora feito um desenho meramente ilustrativo, referente ao domicílio. Mais precisamente da parte coberta pelo telhado, através da plataforma CAD SketchUp.



Figura 23 - Vista frontal da unidade consumidora



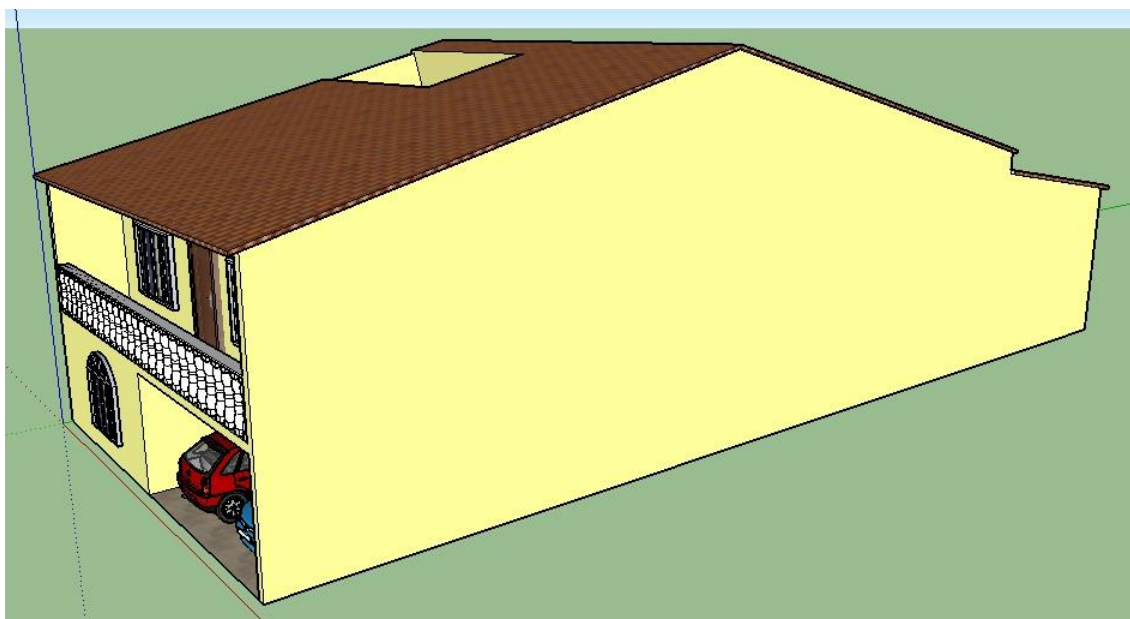
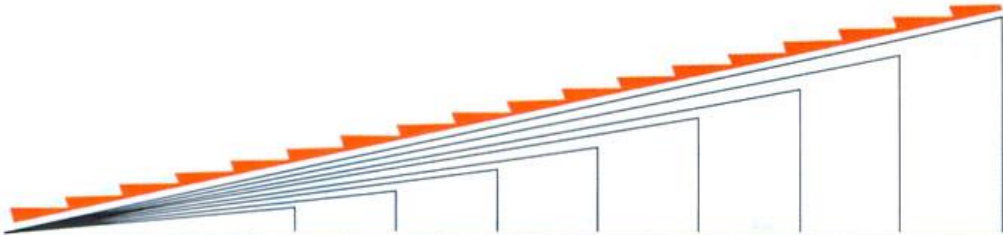


Figura 24 - Vista lateral da unidade consumidora

É importante frisar, que duas das quatro paredes externas da residência são encostadas nas de seus respectivos vizinhos. Justificando a ausência de janelas nas laterais. Uma destas paredes pode ser observada na Figura 24.

No dimensionamento de um sistema fotovoltaico deve ser analisada a disposição física do telhado. A telha utilizada no domicílio é a telha cerâmica. A mesma é regulamentada pela NBR 8039. Nesta norma existe a recomendação sobre a inclinação do telhado. Este parâmetro está relacionado ao comprimento do vão livre do telhado e a medida do pontalete, vulgo, “pé direito” do telhado [29].



Vão livre do telhado	3 m	4 m	5 m	6 m	7 m	8 m	9 m	10 m
Inclinação em %	30 %	32 %	34 %	36 %	38 %	40 %	42 %	44 %
Medida do pontalete	0,90	1,28	1,7	2,16	2,66	3,20	3,78	4,50

Figura 25 - Inclinação do telhado tipo Telha de Cerâmica [29]

Mesmo com a informação da Figura 25, preferiu-se fazer a medição da inclinação do telhado no local, para uma melhor aferição, obtendo como resultado

16°. Enquanto as dimensões do telhado foram feitas através do *software Google Earth* [4].



Figura 26 - Área do telhado da unidade consumidora

De acordo com a Figura 26, o telhado em questão possui, aproximadamente, 250 m<sup>2</sup>. Porém, tal medida não leva em conta a inclinação do mesmo, ou seja, a área do telhado é ainda maior. Considerando a inclinação de 16°, o telhado passa a ter um valor de 260 m<sup>2</sup>. Portanto, um acréscimo de 10 m<sup>2</sup> devido a um fator multiplicativo de 1,04 em função de sua declividade.

#### 4.1.3 Consumo de Energia Elétrica

Antes de qualquer projeto no âmbito de geração distribuída, deve ser realizado um levantamento de dados referentes ao consumo de energia elétrica naquele local. Tendo como intuito conhecer o perfil do consumidor e, posteriormente, dimensionar um sistema de geração distribuída eficaz.

Como metodologia para determinar o perfil dos consumidores deste estudo de caso, foram analisadas as faturas de energia elétrica dos últimos quatro anos. Tais contas foram cedidas gentilmente pelo proprietário da residência.

O primeiro parâmetro analisado foi a evolução do consumo de energia elétrica (kWh/mês) da residência nos últimos quatro anos, como pode ser verificado no Gráfico 1.

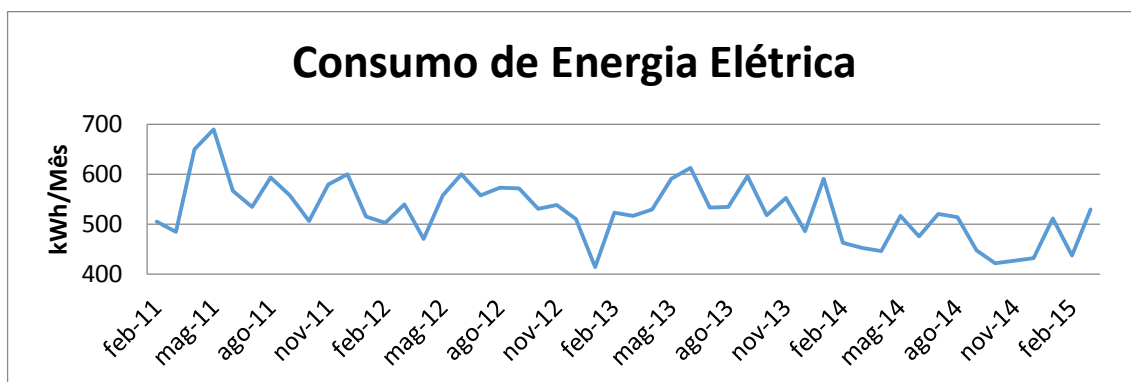


Gráfico 1 - Consumo de energia elétrica nos últimos 04 anos

Analisando o Gráfico 1, percebe-se uma grande variação de consumo. Fato explicado por uma série de particularidades, tais como: férias escolares, viagens, períodos de intenso calor, doméstica que morava na residência, racionamento e obras.

A média mensal de consumo desta família, durante estes 04 anos, foi de 526,46 kWh. Tal valor é de suma importância em termos de projeto de geração distribuída. Afinal, o dimensionamento do sistema fotovoltaico deve ser feito para gerar uma energia próxima ao do consumidor, evitando com que sobre ou falte um valor considerável de energia. Pois de acordo com a resolução da 482/12 da ANEEL, o sistema de compensação tarifário define um prazo de até 36 meses para abatimento em contas de luz, caso o consumidor injete mais energia do que propriamente consome [2].

Portanto, sobredimensionar o sistema de geração distribuída acarretará numa provável doação de energia elétrica à rede. De forma análoga, subdimensionar tal sistema implica em um menor abatimento na fatura de energia elétrica.

Através do levantamento das contas de luz, também foi possível obter gráficos referentes à evolução do valor da conta de luz, evolução tarifária e a variação da taxa de iluminação pública e suas respectivas médias, valores máximos e mínimos.

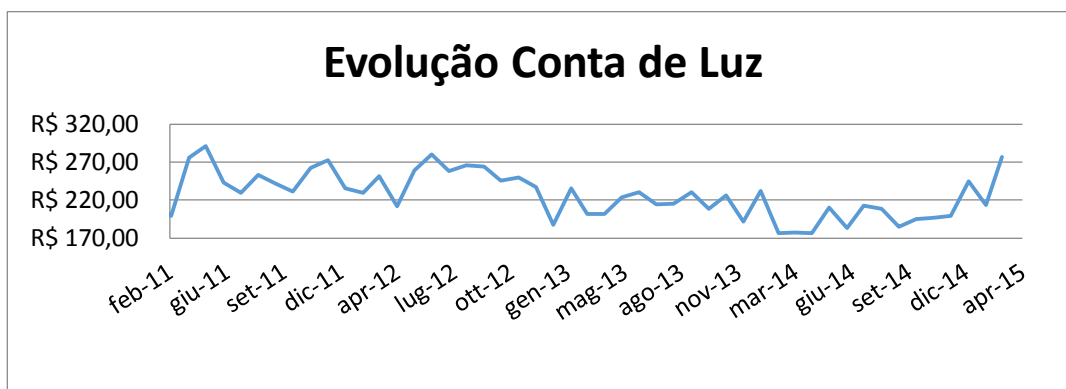


Gráfico 2 - Valores das contas de Luz

No Gráfico 3, observa-se um considerável aumento tarifário, explicado pelos baixos níveis dos principais reservatórios nacionais e pelo fato da matriz elétrica brasileira ser predominantemente hídrica.

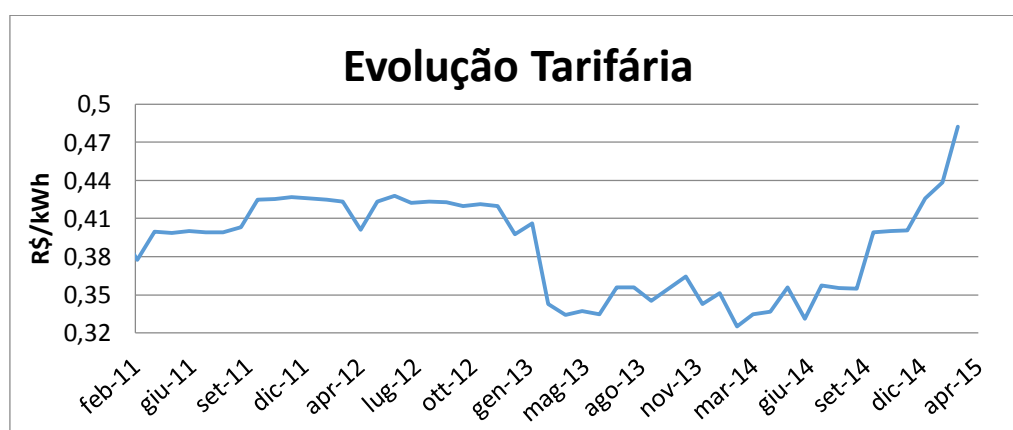


Tabela 4 - Valores médios, máximos e mínimos [34]

	<b>Consumo (kWh/mês)</b>	<b>Conta de Luz</b>	<b>Tarifa (R\$/kWh)</b>	<b>Taxa de Iluminação Pública</b>
Média	526,46	R\$ 227,13	0,3886079	R\$ 22,28
Máximo	690	R\$ 291,18	0,4821705	R\$ 26,12
Mínimo	414	R\$ 176,33	0,3250156	R\$ 16,12

O domicílio se encaixa na tarifação classe B1 do Grupo B, destinado às unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, classificadas de acordo com a seguintes classe [30].

Tabela 5 - Tarifação do Grupo B [30]

<b>Grupo B</b>	
<b>B1</b>	Classe residencial e subclasse residencial de baixa renda;
<b>B2</b>	Classe rural, abrangendo subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural e serviço público de irrigação rural;
<b>B3</b>	Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio;
<b>B4</b>	Classe iluminação pública.

## 4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 4.2.1 Orientação dos Painéis Fotovoltaicos

É importante conhecer a localidade da residência do estudo de caso, de forma mais precisa, para a obtenção de dados de irradiação sobre o local. Com o auxílio do programa *Google Earth*, determinou-se a localização geográfica exata. A longitude tem como valor 48° Oeste. A latitude é de 15° Sul. O ângulo entre o norte geográfico e a aresta de maior comprimento é de 54° (Figura 27).

Os painéis fotovoltaicos devem estar orientados para o ponto azimutal, mais precisamente para linha do Equador. Portanto, como a residência está localizada no hemisfério Sul os painéis devem estar orientados para o Norte. De forma análoga, para domicílios localizados no hemisfério Norte as placas devem estar orientadas para o Sul. Tal procedimento otimiza o aproveitamento de incidência solar média.





Figura 27 - Vista superior da residência orientada para o Norte geográfico



Figura 28 - Vista superior do domicílio com os decaimentos para o Sul e para o Norte

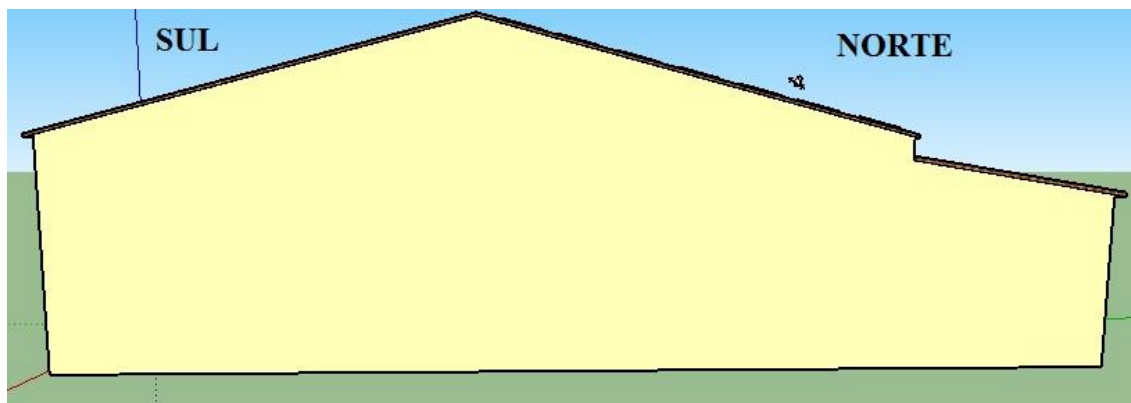


Figura 29 - Vista lateral do decaimento do telhado

Deve ser feito um levantamento referente à área disponível na região norte do telhado, tendo em vista que no mesmo estão instaladas uma antena e um sistema de aquecimento de água através da radiação solar.



Figura 30 - Antena parabólica e aquecedor solar de água



Figura 31 - Área disponível na face voltada para o norte geográfico

Observando as Figuras 30 e 31, a área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos é de 117, 25 m<sup>2</sup>, desconsiderando o sombreamento feito pela antena, irrisório pela vasta área útil do telhado.

A inclinação ótima dos painéis fotovoltaicos também varia de acordo com a região a qual está inserido e, principalmente, de sua finalidade. Caso os módulos FV desempenhe a função de suprir um sistema isolado, ou seja, um sistema que não está conectado a rede, os painéis devem possuir uma inclinação maior para garantir uma elevada captação nos períodos de menor irradiância, geralmente próximo ao solstício de inverno.

Entretanto, para sistemas conectados a rede elétrica o intuito é gerar mais energia para um maior abatimento em contas de energia elétrica e, assim, conseguir um maior ganho financeiro. Logicamente, o período em que ocorre a maior geração de energia nesse sistema é no solstício de verão. A inclinação desse sistema deve obedecer à seguinte equação [31]:

$$\beta = 3,7 + 0,69\varphi$$

Onde:

- $\beta$  é a inclinação do painel em relação ao plano horizontal;
- $\varphi$  é a latitude do local.



O valor encontrado para inclinação do sistema em análise, que possui como latitude 15° 50' 23.5" Sul, foi de 14,62°. Segundo essa equação o valor obtido pode ser arredondado em até 5°, sem com que ocorram perdas de desempenho. Outra ressalva é que a inclinação do sistema fotovoltaico não deve ser menor que 10°, pelo fato de prejudicar a limpeza feita naturalmente pela água da chuva [31].

Conforme visto, a inclinação do telhado em questão é de 16° um arredondamento em até 5° não afeta o desempenho do sistema [31]. Por praticidade e, principalmente por questão de economia, evitando gasto com mastros ou suportes que auxilie na inclinação, os painéis ficarão dispostos conforme a angulação do telhado. Isto implica que o ângulo azimutal com o norte ficará em 54°. A perda devido a essa angulação com o norte geográfico será de 2,3 % de acordo com o *software PvSyst*, tal fato será visto posteriormente.

#### 4.2.2 Escolha do Painel Fotovoltaico

Com o posicionamento das placas já definida, fora feita a escolha dos painéis, levando como consideração primordial o preço. Através de pesquisas realizadas, verificou-se o melhor preço de R\$ 860,00 por painel da marca *Canadian Solar* do modelo *CS6P-255P*.

Tabela 6 - Painéis FV na loja eletrônica *Minha Casa Solar* [35]

Marca	Modelo	Potência (Wp)	Preço
<b>Canadian Solar</b>	CS6P-255P	255	R\$ 860,00
<b>Kyocera</b>	KD250GH-4FB2	250	R\$ 1.040,00
<b>Yingli Solar</b>	YL255P-29b	255	R\$ 899,00

O painel fotovoltaico escolhido possui as seguintes características:



Figura 32 - Painel Fotovoltaico *CS6P-255P* [36]

Tabela 7 - Dados da Placa CS6P-255P da Canadian Solar [36]

Canadian Solar CS6P-255P	
Potência Máxima Nominal	255 Wp
Dimensões	982 x 1638 x 40 mm
Área	1,61 m <sup>2</sup>
Eficiência	15,85 %
Garantia	25 anos
Número de Células	60
Peso	18 kg
Temperatura de Operação	- 40°C até 85°C
Tensão em Circuito Aberto (5 °C)	39,2 V

### CS6P-255P / I-V CURVES

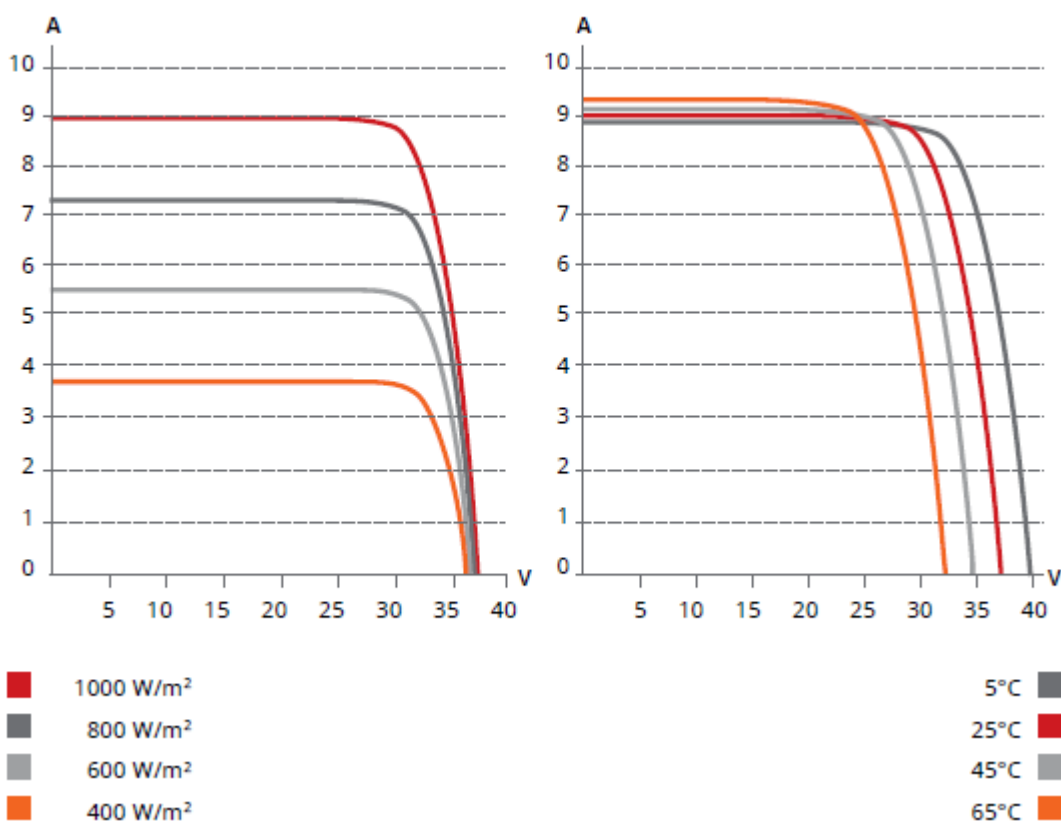


Figura 33 - Curvas Corrente x Tensão em função da irradiância e da temperatura [36]

Os dados da Figura 33 foram obtidos através de testes realizados em condições denominadas *Standard Test Conditions (STC)*. Estas se caracterizam por

valores de irradiância de 1.000 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C. A *Canadian Solar* também realizou o teste em condição chamada de *Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)* obtendo como potência de saída 185 W, para um teste realizado com uma irradiância de 800 W/m<sup>2</sup>, AM 1,5, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento igual a 1 m/s [33].

Tabela 8 - Especificações Elétricas de acordo com o tipo de funcionamento [36]

<b>Especificações Elétricas</b>	<b>STC</b>	<b>NOCT</b>
<b>Potência Nominal [Wp]</b>	255	185
<b>Tensão Ótima de Operação [V]</b>	30,2	27,5
<b>Corrente Ótima de Operação [A]</b>	8,43	6,71
<b>Tensão de Circuito Aberto [V]</b>	37,4	34,4
<b>Corrente de Curto Circuito [A]</b>	9	7,29

#### 4.2.3 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico - Potencial Energético do Módulo Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema FV será feito a partir do consumo mensal médio de energia elétrica do estudo de caso. Portanto, os painéis deverão atender a uma carga de 526,46 kWh/mês.. O painel FV escolhido possui potência de 255 Wp, operando em *STC*. É importante conhecer quanto essa placa gerará ao mês, considerando que nesse sistema não existem baterias.

O sistema FV deverá oferecer a rede uma determinada quantidade de energia excedente de forma que, posteriormente, quando não existir a incidência solar sobre a placa, o domicílio em questão utilize esse “crédito energético” injetado na rede anteriormente.

É necessário estimar o número de horas de Sol Pleno (SP) por dia. Este representa o número de horas em um dia em que a radiação solar permanece hipoteticamente constante e igual a 1.000 W/m<sup>2</sup>. Por meio de análise dimensional, esse valor pode ser obtido da seguinte forma [32]:

$$SP = \frac{\text{kWh/m}^2 \cdot \text{dia}}{\text{kW/m}^2}$$

O dado referente a radiação diária média anual para a região de Brasília é de 5,13 kWh/m<sup>2</sup>.dia [3] (Figura 34) para superfícies com inclinação de 16° (inclinação do telhado da residência em análise) em relação a superfície horizontal, referenciada para o norte geográfico. Com este valor calcula-se o número de horas por dia de Sol Pleno:

$$SP = \frac{5130 \text{ [kWh/m}^2 \cdot \text{dia]}}{1000 \text{ [kW/m}^2\text{]}} = 5,13 \text{ h/dia}$$

Para condições em *STC*, verificamos que uma placa da *Canadian Solar CS6P-255P* produzirá em um ano [32]:

$$E_{1 \text{ placa } STC} = 0,255 \text{ [kW]} \cdot 5,13 \left[ \frac{\text{h}}{\text{dia}} \right] \cdot 365 \left[ \frac{\text{dias}}{\text{ano}} \right] = 477,47 \frac{\text{kWh}}{\text{ano}} \text{ ou } 39,79 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

A partir do consumo médio mensal da residência em análise torna-se viável calcular o número de placas ( $N_{placas}$ ) necessárias para o suprimento da carga:

$$\begin{aligned} N_{placas} &= \frac{\text{Energia média mensal residencial}}{\text{Energia média mensal 1 placa}} = \frac{526,46 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{mês}} \right]}{39,79 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{mês.placa}} \right]} = 13,23 \text{ placas} \\ &= 14 \text{ placas} \end{aligned}$$

Serão necessárias 14 placas fotovoltaicas para suprir todo o sistema, considerando um cenário de *STC*. Sobram, ainda, 367,13 kWh por ano.

Tabela 9 - Produção de energia de acordo com o número de placas operando em

<i>STC</i>
<i>STC</i>

Número de Placas	Potência NOCT (kW)	Horas de sol/dia	Energia (kWh/ano)	Energia (kWh/mês)
<b>14</b>	<b>0,255</b>	<b>5,13</b>	<b>6.684,65</b>	<b>557,05</b>
15	0,255	5,13	7.162,12	596,84
16	0,255	5,13	7.639,60	636,63
17	0,255	5,13	8.117,07	676,42
18	0,255	5,13	8.594,55	716,21
19	0,255	5,13	9.072,02	756,00

Considerando o sistema atuando em ambiente de NOCT, segundo especificações do painel fotovoltaico, o mesmo gera uma potência de 185 W [32].

$$E_{1 \text{ placa NOCT}} = 0,185 [kW] \cdot 5,13 \left[ \frac{h}{dia} \right] \cdot 365 \left[ \frac{dias}{ano} \right] = 346,40 \frac{kWh}{ano} \text{ ou } 28,87 \frac{kWh}{mês}$$

Através do valor acima, calcula-se o número de placas que serão necessárias para o atendimento mensal da carga.

$$N_{placas} = \frac{\text{Energia média mensal residencial}}{\text{Energia média mensal 1 placa}} = \frac{526,46 \left[ \frac{kWh}{mês} \right]}{28,87 \left[ \frac{kWh}{mês \cdot placa} \right]} = 18,23 \text{ placas}$$

$$= 19 \text{ placas}$$

Tabela 10 - Produção de energia de acordo com o número de placas funcionando em NOCT

<b>NOCT</b>				
Número de Placas	Potência NOCT (kW)	Horas de sol/dia	Energia (kWh/ano)	Energia (kWh/mês)
14	0,185	5,13	4.849,65	404,14
15	0,185	5,13	5.196,05	433,00
16	0,185	5,13	5.542,45	461,87
17	0,185	5,13	5.888,86	490,74
18	0,185	5,13	6.235,26	519,60
<b>19</b>	<b>0,185</b>	<b>5,13</b>	<b>6.581,66</b>	<b>548,47</b>

#### 4.2.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico - Disponibilidade de Potencial Energético Solar

De acordo com a avaliação do potencial energético das placas serão necessárias entre 14 e 19 painéis fotovoltaicos. Evitando subdimensionar ou superdimensionar o sistema FV, estima-se também a quantidade de placas FV através de dados referentes a irradiância no local. Ou seja, o total de irradiância média anual entregue as placas fotovoltaicas.

Tais dados foram obtidos através do *SunData* [3] que disponibiliza um banco de dados com valores médios mensais de irradiação através da entrada de dados de latitude e longitude. Após a inserção das coordenadas geográficas, o *SunData* [3] mostra as irradiâncias médias mensais da estação meteorológica mais próxima da localidade em análise. Neste caso, foi a estação de Brasília, que fica aproximadamente 20.6 km de Taguatinga, região administrativa em que se encontra o estudo de caso.

##### Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Brasília  
Município: Brasília, DF - BRA  
Latitude: 15,7° S  
Longitude: 47,929722° O  
Distância do ponto de ref. ( 15,839861° S; 48,055417° O ) :20,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	4,67	5,58	4,53	5,00	4,72	4,75	4,97	5,50	5,25	4,69	4,75	4,72	4,93	1,05
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	16° N	4,35	5,35	4,56	5,39	5,42	5,68	5,87	6,14	5,44	4,57	4,45	4,35	5,13	1,79
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	20° N	4,23	5,25	4,53	5,44	5,55	5,86	6,04	6,24	5,43	4,51	4,35	4,23	5,14	2,01
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	6° N	4,57	5,53	4,57	5,18	5,02	5,14	5,35	5,78	5,36	4,68	4,66	4,61	5,04	1,21

Figura 34 - Irradiação média diária mensal para o estudo de caso [3]

Os dados da figura 34 mostram a irradiância em função da inclinação do sistema. Considerando que a inclinação do sistema FV é a mesma do telhado o qual está instalada (16°), utiliza-se a média mensal anual com a inclinação de 16° ao norte. Este valor é de 5,13 kWh/m².dia e através dele é possível estimar a quantidade de placas necessárias para suprir a carga em questão.

Sabe-se que o consumo médio mensal de energia da casa do nosso estudo de caso é de 526,46 kWh/mês, totalizando, 6.317,52 kWh/ano. Através da fórmula abaixo é possível estimar a produção anual de energia através da quantidade de painéis fotovoltaicos [32, 34].

$$E_{anual} = N_p \cdot A_p \cdot I_{med} \cdot \eta_{painel} \cdot \eta_{inv} \cdot 365 \quad [\text{kWh/ano}]$$

- $N_p$  é o número de placas;
- $A_p$  é a área de cada placa [m<sup>2</sup>];
- $I_{med}$  é a irradiância diária média anual para um ângulo igual a latitude (16° para este caso) [\*] [kWh/m<sup>2</sup>.dia].
- $\eta_{placa}$  é a eficiência do painel fotovoltaico [%];
- $\eta_{inv}$  é a eficiência do inversor [%].

Considerando a irradiância de 5,13 kWh/m<sup>2</sup>.dia [3], o dado de área da placa disponibilizado pela empresa *Canadian Solar* (1,61 m<sup>2</sup>), e as eficiências da placa e do inversor 15,85% e 98 % respectivamente, obteve-se as produções de energia anuais em função do número de painéis utilizados, conforme a tabela a seguir [32]:

Tabela 11- Produção de energia de acordo com o número de placas

IRRADIÂNCIA MÉDIA					
Irradiância (kWh/m <sup>2</sup> .dia)	Número de Placas	Área (m <sup>2</sup> )	Eficiência Global	Energia (kWh/Ano)	Energia (kWh/Mês)
5,13	13	20,93	15,53%	6.087,44	507,29
<b>5,13</b>	<b>14</b>	<b>22,54</b>	<b>15,53%</b>	<b>6.555,71</b>	<b>546,31</b>
5,13	15	24,15	15,53%	7.023,97	585,33
5,13	16	25,76	15,53%	7.492,24	624,35
5,13	17	27,37	15,53%	7.960,50	663,38
5,13	18	28,98	15,53%	8.428,77	702,39
5,13	19	30,59	15,53%	8.897,03	741,42

De acordo com a Tabela 11, verifica-se que serão necessários 14 painéis FV para o suprimento da carga em análise, ocorrendo ainda uma sobra de 238,19 kWh/ano. Depois de aplicadas as metodologias acima, foi decidido que serão utilizados 14 painéis fotovoltaicos. Deve-se ressaltar que para efeitos de cálculos não foram introduzidas diversas perdas, tais como por: cabeamento, poeira, perdas térmicas, perda de eficiência do módulo de acordo com o tempo de uso, entre outras.

#### 4.2.5 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico – Considerando $P_R$

O desempenho global de um sistema, ou *performance ratio* ( $P_R$ ), leva em consideração as perdas ocorridas no processo de conversão de energia solar em eletricidade e representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar

disponível em corrente alternada de energia elétrica. Segundo a literatura [38], foi utilizado o valor de 0,84 para o coeficiente. O *performance ratio* é calculado da seguinte forma:

$$E_{AC} = P_N \cdot h_{eq} \cdot P_R$$

Onde:

- $P_R$  é o índice de desempenho global, ou *performance ratio*;
- $P_N$  representa a soma das potências de pico em condições *STC* [Wp];
- $h_{eq}$  é o número de horas de sol equivalente [h].

Utilizando 14 painéis, da marca já escolhida anteriormente (255 Wp), o arranjo fotovoltaico possuirá uma potência de 3,57 kWp. Considerando as 5,13 horas de sol pleno e o índice de desempenho global de 0,84 o sistema produzirá 5.615 kWh/ano. Porém, para atender a demanda do estudo de caso serão necessárias 16 placas, de acordo com esta metodologia.

Tabela 12 – Produção de energia considerando o  $P_R$

Com o $P_R$					
Número de Placas	Potência NOCT (kW)	Horas de sol/dia	$P_R$	Energia (kWh/ano)	Energia (kWh/mês)
14	0,255	5,13	0,84	5.615,10	467,93
15	0,255	5,13	0,84	6.016,18	501,35
<b>16</b>	<b>0,255</b>	<b>5,13</b>	<b>0,84</b>	<b>6.417,26</b>	<b>534,77</b>
17	0,255	5,13	0,84	6.818,34	568,19
18	0,255	5,13	0,84	7.219,42	601,62
19	0,255	5,13	0,84	7.620,50	635,04

#### 4.2.6 Dimensionamento do Inversor de acordo com o Arranjo Fotovoltaico

O inversor é o equipamento responsável pela conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). O mesmo deve ser projetado para dissipar o mínimo possível de potência e produzir uma tensão em sincronismo com a rede elétrica a qual será conectado. A escolha do inversor depende de uma série de variáveis intrínsecas ao arranjo fotovoltaico. Segundo a literatura, a faixa de dimensionamento do inversor é entre 70% e 120% da potência nominal do sistema.



Neste estudo de caso, o inversor será dimensionado para 100% da carga, pois caso o proprietário pretenda instalar mais alguns painéis, não será necessário trocar o inversor. O sistema fotovoltaico está disposto através de 14 módulos fotovoltaicos dispostos em série, como pode ser visto pelo cabeamento da Figura 35.

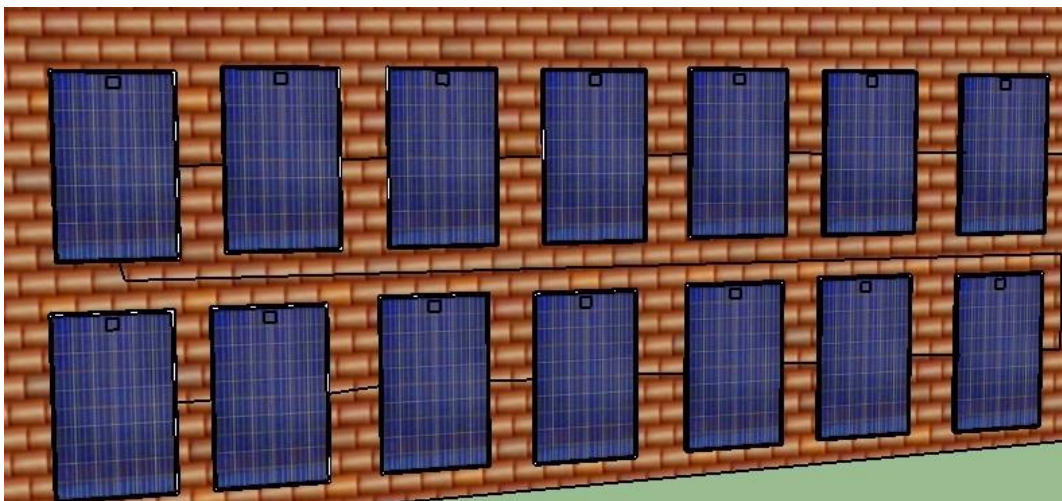
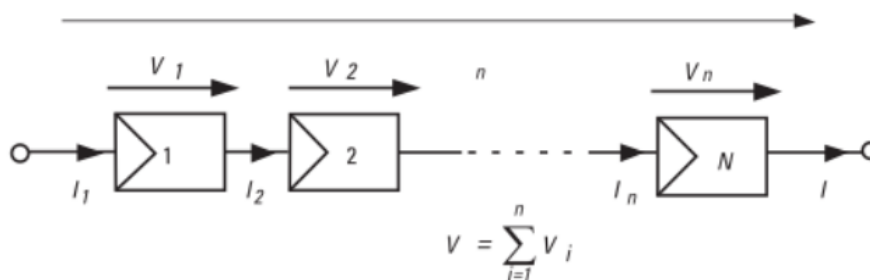


Figura 35 - 14 módulos FV dispostos em série

A ligação entre dois ou mais módulos FV em série produz uma tensão igual a soma individual da tensão de cada painel, permanecendo o mesmo valor de corrente elétrica. Tal tensão varia de acordo com a temperatura, sendo inversamente proporcional a mesma. Enquanto a corrente elétrica varia de forma diretamente proporcional em relação à temperatura.

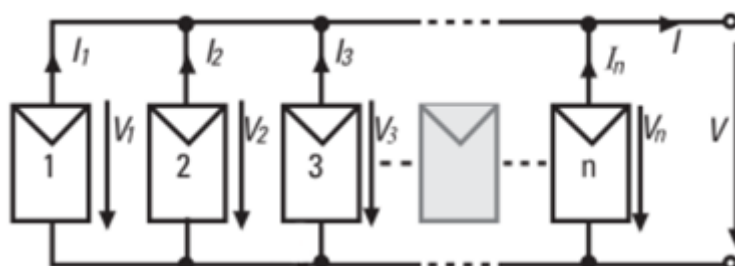
Como pode ser visto na Tabela 7, para uma temperatura de 5 °C a tensão em circuito aberto é de 39,2 V, para uma irradiância de 1.000 W/m². Como o painel será instalado em Brasília, dificilmente atingirá tal temperatura. Porém, a mesma será utilizada para calcular a tensão de entrada no inversor.



$$V_T = V_1 + V_2 + \dots + V_n$$

$$I_T = I_1 = I_2 = \dots = I_n$$

Figura 36 - Disposição dos painéis em série



$$V_T = V_1 = V_2 = \dots = V_n$$

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n$$

Figura 37 - Disposição dos painéis em paralelo

Para a escolha do inversor, devem ser encontradas a tensão e corrente máximas do sistema fotovoltaico, que serão as entradas do próprio inversor. De acordo com a Tabela 7, a tensão de circuito aberto máxima ocorre na temperatura de 5°C no valor aproximado de 39,2 V. Enquanto a corrente de curto circuito máxima é de, aproximadamente, 9,4 amperes para uma temperatura de 65°C.

Como as 14 placas estão dispostas em série, a tensão de curto circuito total desse sistema é de 548,8 Volts. Pelo fato do sistema estar disposto em série, a corrente elétrica permanece a mesma, sendo que seu valor máximo pode ser de 9,4 Amperes. Portanto, o inversor terá que suportar uma tensão de 548,8 V e uma tensão de 9,4 A. Cada placa, operando em *STC*, poderá produzir até 255 W, então, 14 placas poderão oferecer uma potência máxima de até 3.570 W ao inversor.

Como definido, anteriormente, o inversor deverá suportar até 100% da carga nominal, portanto, o mesmo deverá ter uma potência igual ou superior a 3,6 kW. Partindo do mesmo pressuposto do painel fotovoltaico, a escolha do inversor foi baseada no menor preço, sendo escolhido o inversor da *StecaGrid 3600 W*.

Tabela 13 - Preços dos Inversores [35]

Inversor	Modelo	Preço
<b>Advanced Energy</b>	TL 3.6	R\$ 11.000,00
<b>Solar Frontier</b>	SF-WR-3600	R\$ 11.200,00
<b>Steca</b>	StecaGrid 3600	R\$ 10.700,00



Figura 38 – Inversor StecaGrid 3600 [37]

Tabela 14 - Especificações do Inversor *StecaGrid 3600* [37]

<b>StecaGrid 3600</b>	
<b>Entrada do Inversor - Painéis Fotovoltaicos (DC)</b>	
<b>Potência Nominal de Entrada</b>	3.600 W
<b>Potência Máxima do Arranjo Fotovoltaico</b>	4.500 Wp
<b>Máxima Tensão de Entrada</b>	845 V
<b>Mínima Tensão de Entrada</b>	350 V
<b>Tensão de Operação</b>	350 – 700 V
<b>Máxima Corrente de Entrada</b>	12 A
<b>Saída do Inversor – Rede de Distribuição (AC)</b>	
<b>Tensão da Rede</b>	185 – 276 V
<b>Corrente Máxima de Saída</b>	16 A
<b>Frequência de Saída</b>	50 – 60 Hz
<b>Número de Fases</b>	Monofásico
<b>Eficiência Máxima</b>	98,6 %

<b>Garantia</b>	7 anos
<b>Peso</b>	9,5 kg

De acordo com as especificações da Tabela 14 o inversor *StecaGrid 3600* suporta a tensão máxima do arranjo fotovoltaico de 548,8 V e a sua respectiva corrente máxima de 9,4 A.

### 4.3 SIMULAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE *PVSyst*

#### 4.3.1 Interface e Dimensionamento

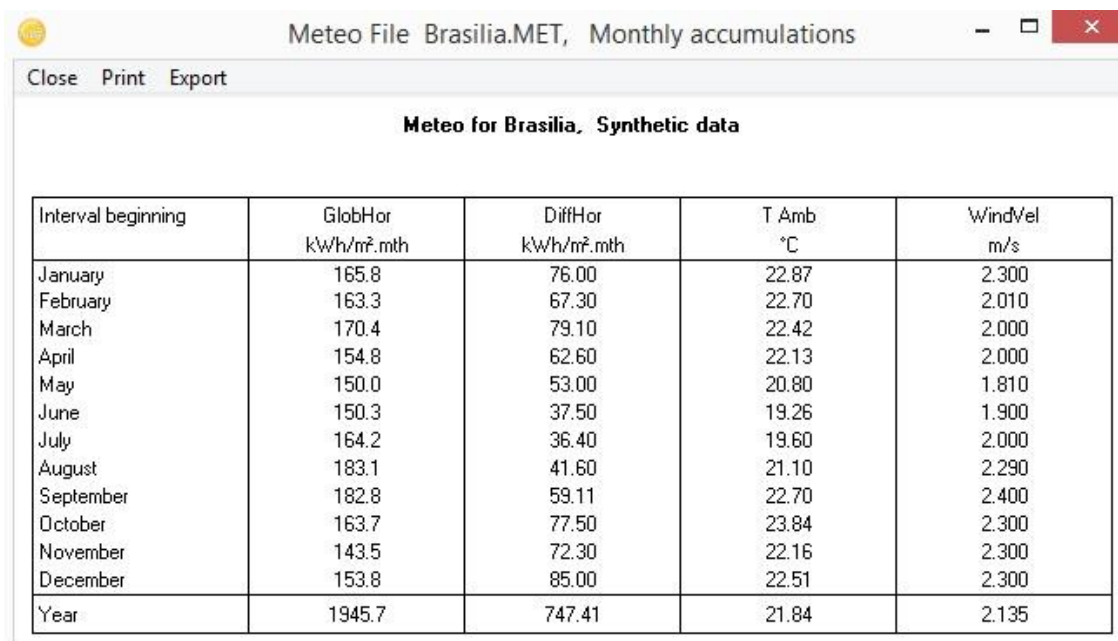
O *software* computacional *PVSyst* é utilizado por algumas empresas especializadas em projetos de geração distribuída. O programa auxilia, significativamente e de maneira intuitiva, todos os detalhes referentes a cada etapa do projeto. A interface do *Pvsyst* propõe a modelagem e simulação de projeto que podem estar conectados ou não a rede elétrica (AC ou DC), além de projetos de cunho específicos, como a alimentação de uma bomba hidráulica.



Figura 39 - Interface do *PVSyst*

O programa *PVSyst* conta com uma base de dados referentes à irradiância solar diária/mensal/anual de diversas cidades do mundo. É possível ainda, adicionar tais dados, caso a cidade a qual será realizada o projeto não esteja disponível no

banco de dados do *software*. No caso do nosso projeto, foram escolhidos os dados meteorológicos de Brasília.



Interval beginning	GlobHor kWh/m².mth	DiffHor kWh/m².mth	T Amb °C	WindVel m/s
January	165.8	76.00	22.87	2.300
February	163.3	67.30	22.70	2.010
March	170.4	79.10	22.42	2.000
April	154.8	62.60	22.13	2.000
May	150.0	53.00	20.80	1.810
June	150.3	37.50	19.26	1.900
July	164.2	36.40	19.60	2.000
August	183.1	41.60	21.10	2.290
September	182.8	59.11	22.70	2.400
October	163.7	77.50	23.84	2.300
November	143.5	72.30	22.16	2.300
December	153.8	85.00	22.51	2.300
Year	1945.7	747.41	21.84	2.135

Figura 40 - Dados da irradiância mensal acumulada, da temperatura média mensal e da média mensal da velocidade do vento

Com a cidade devidamente escolhida, o PVsyst auxilia na orientação e disposição do painel fotovoltaico. Mais precisamente, ele mostra a porcentagem das perdas geradas através da inclinação e do ângulo azimute o qual a placa está instalada. Como fora estipulado anteriormente, a inclinação dos módulos fotovoltaicos será de 16°, mesma inclinação do telhado. Este arranjo estará também em conformidade com a direção do telhado referente ao norte geográfico, no caso com ângulo azimutal de 54° deslocado do norte para o oeste.

Em virtude desse deslocamento angular em relação ao norte geográfico, certifica-se por meio da Figura 41, uma perda de 2,3 % na coleta de radiação solar. Tal diminuição não é tão importante, levando em conta a economia realizada pelo não uso de mastros ou suportes que auxiliariam na inclinação e orientação dos módulos.

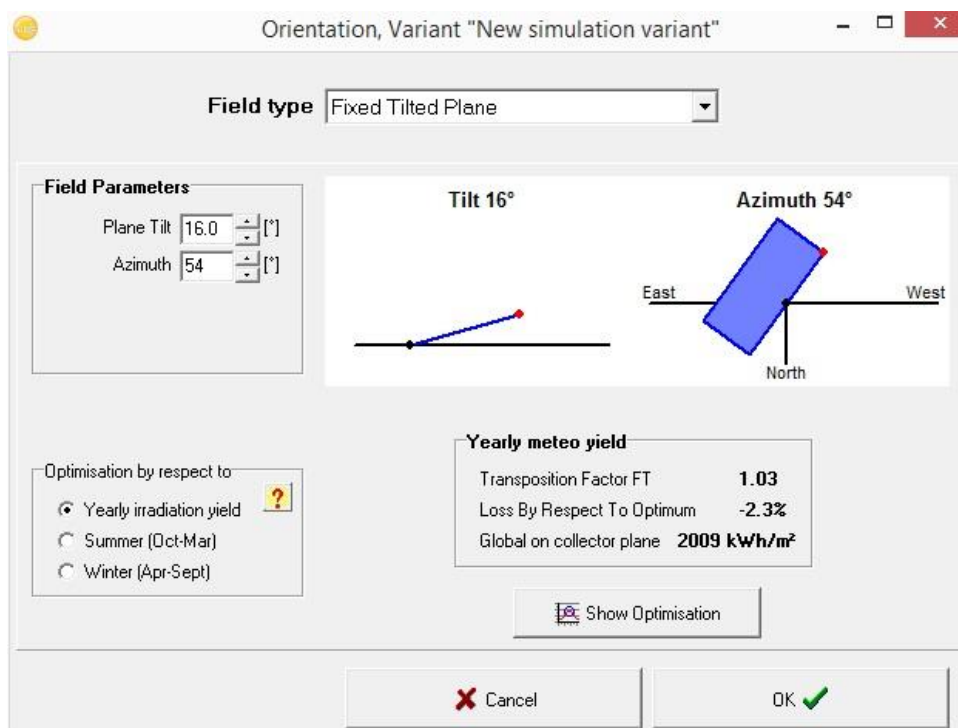


Figura 41 – Orientação e inclinação do módulo fotovoltaico

Através desses ângulos especificados o PVsyst gera uma carta solar, mostrando os horários de acordo com cada mês que os raios solares incidirão ou não sobre a placa.

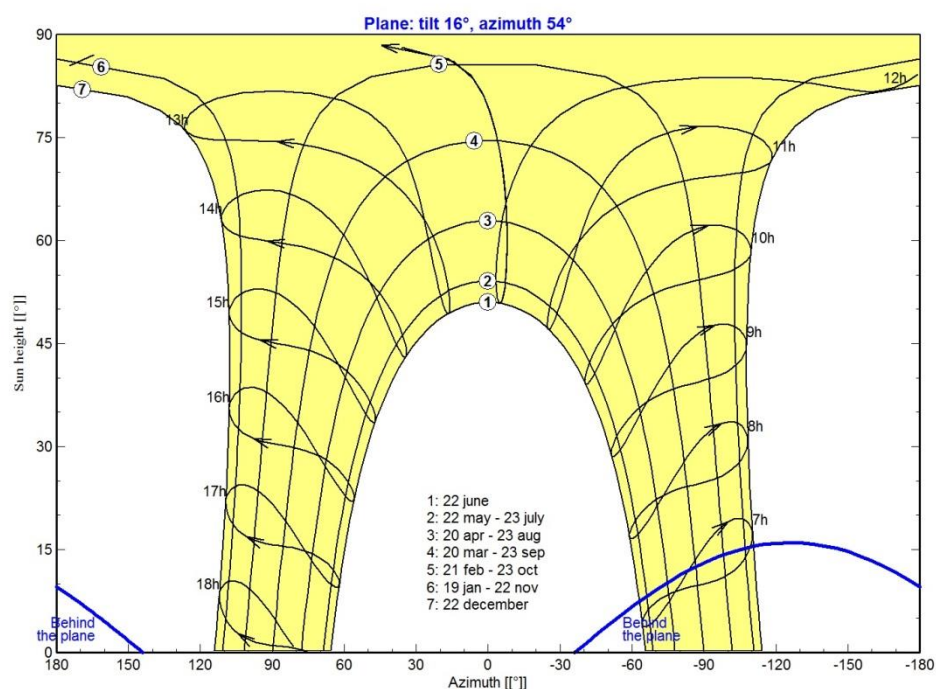


Figura 42 – Carta solar de Brasília com módulos inclinados a 16° e ângulo azimutal de 54°



O albedo, caracterizado pela porção de energia refletida após a incidência solar em uma determinada superfície, também pode ser aplicada no *PVSyst*. Fora estipulado o valor de 20% para a fração de albedo, devido a localização do domicílio ser urbanizada, dado retirado justamente da tabela exemplificada do próprio *software*.

Project's parameter: Albedo for the project's situation

Albedo | Design conditions | Other limitations

**Albedo values** ?

**Monthly values**

Jan.	0.20	July	0.20
Feb.	0.20	Aug.	0.20
Mar.	0.20	Sep.	0.20
Apr.	0.20	Oct.	0.20
May	0.20	Nov.	0.20
June	0.20	Dec.	0.20

**Set a common value**

Common value: 0.20  
(Default: albedo = 0.2)

Set

**Usual values for albedo**

Urban situation	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh Grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55 - 0.75
Dry asphalt	0.09 - 0.15
Wet asphalt	0.18
Concrete	0.25 - 0.35
Red tiles	0.33
Aluminium	0.85
New galvanised steel	0.35
Very dirty galvanised steel	0.08

Cancel OK

Figura 43 – Fração de Albedo

No *software PVSyst*, para dimensionamento do sistema fotovoltaico, o usuário tem como dado de entrada a potência do sistema fotovoltaico desejado ou a área disponível para a instalação de um determinado arranjo FV. Como determinado, anteriormente, serão utilizadas 14 módulos fotovoltaicos com potência de pico de 255 W cada. Portanto, a entrada que será utilizada no *software* é o dado de entrada de potência de aproximadamente 3.5 kWp. Posteriormente, foram escolhidas os modelo da placa *CS6P-255P* da *Canadian Solar* e o inversor *StecaGrid 3600* da *Steca*.

Grid system definition, Variant "Grid-Connected at Taguatinga"

---

**Global System configuration**  
 1 Number of kinds of sub-arrays  
 ? Simplified Schema

**Global system summary**  

Nb. of modules	14	Nominal PV Power	3.6 kWp
Module area	23 m <sup>2</sup>	Maximum PV Power	3.5 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	3.6 kWac

---

PV Array

**Sub-array name and Orientation**  
 Name: PV Array  
 Orient: Fixed Tilted Plane  
 Tilt: 16°  
 Azimuth: 54°

**Presizing Help**  
☐ No Sizing  
 Enter planned power: 3.5 kWp  
 ... or available area: 23 m<sup>2</sup>

**Select the PV module**  
 Available Now Sort modules: ☒ Power ☐ Technology Approx. needed modules: 14  
 Canadian Solar Inc. 255 Wp 25V Si-poly CS6P - 255P Since 2011 Manufacturer 2C Open  
 Sizing voltages: Vmpp (60°C) 25.3 V  
 Voc (-10°C) 42.0 V  
☐ Use Optimizer

**Select the inverter**  
 Available Now Sort inverters by: ☐ Power ☐ Voltage (max) ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz  
 Steca 3.6 kW 350 - 700 V TL 50/60 Hz StecaGrid 3600 Since 2011 Open  
 Nb. of inverters: 1 Operating Voltage: 350-700 V Global Inverter's power: 3.6 kWac  
 Input maximum voltage: 845 V

**Design the array**  
**Number of modules and strings**  
 Mod. in series: 14 between 14 and 20  
 Nbre strings: 1 only possibility 1  
 Overload loss: 0.0 %  
 Pnom ratio: 0.99 Show sizing  
 Nb. modules: 14 Area: 23 m<sup>2</sup>

**Operating conditions**  
 Vmpp (60°C) 354 V  
 Vmpp (20°C) 432 V  
 Voc (-10°C) 589 V  
 Plane irradiance: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 Imp (STC) 10.1 A  
 Isc (STC) 9.2 A  
 Isc (at STC) 9 A  
 Max. operating power at 1000 W/m<sup>2</sup> and 50°C: 4.1 kW  
 Array nom. Power (STC): 3.6 kWp

The inverter power is slightly oversized.

☒ Max. in data ☐ STC

System summary Cancel OK

Figura 44 – Dimensionamento do Sistema FV

O PVSyst possui em seu banco de dados as características de vários módulos fotovoltaicos e de inversores. É possível obter diversas curvas, importantes para o conhecimento ótimo do sistema. A Figura 45 mostra a relação da tensão e corrente de acordo com a irradiância incidente sobre o módulo e seu respectivo ponto máximo de potência, para uma temperatura nas células de 45°C. Na Figura 46, para um irradiância incidente constante de 1.000 W/m<sup>2</sup>, observa-se a relação tensão e corrente através da temperatura das células fotovoltaicas.



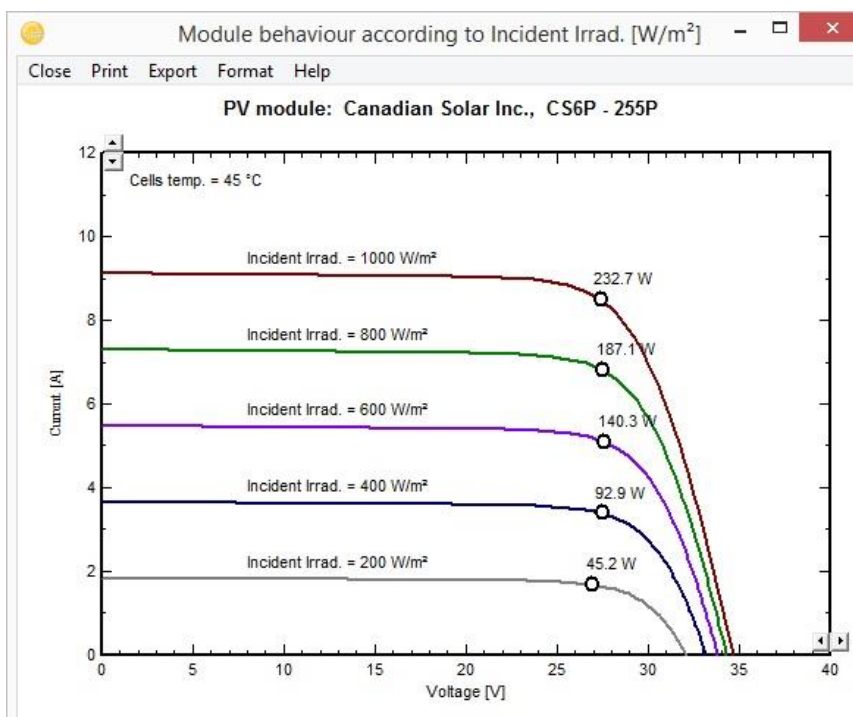


Figura 45 – Tensão x Corrente em função da Irradiância

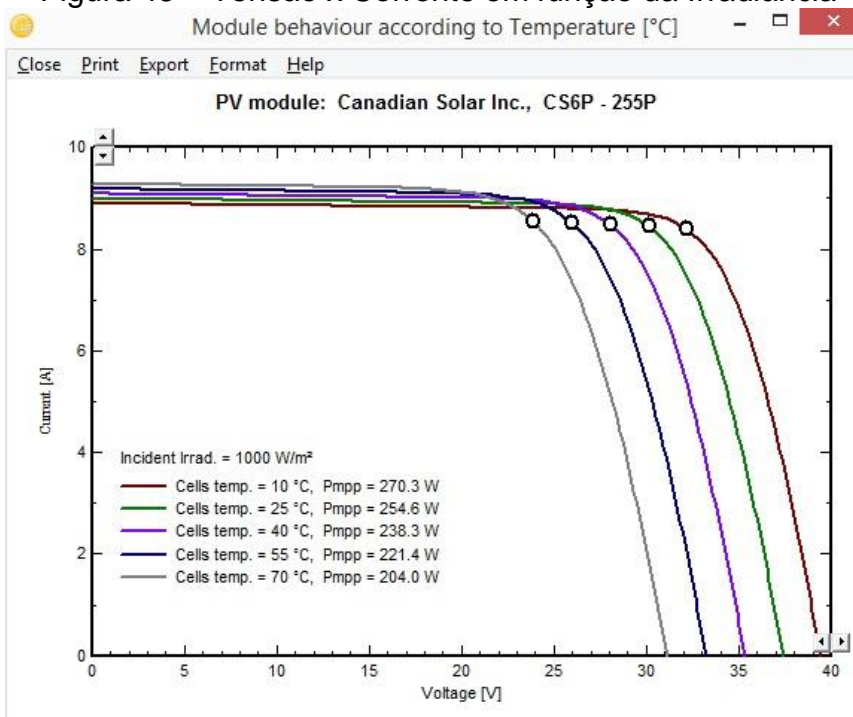


Figura 46 – Tensão x Corrente em função da temperatura da célula

A curva de eficiência em função da irradiância incidente, para diversas temperaturas das células, também é disponibilizado pelo *PVSyst*. Verifica-se, na Figura 47, para o intervalo de temperatura em questão, que quanto menor é a temperatura das células maior será a eficiência dos módulos fotovoltaicos.

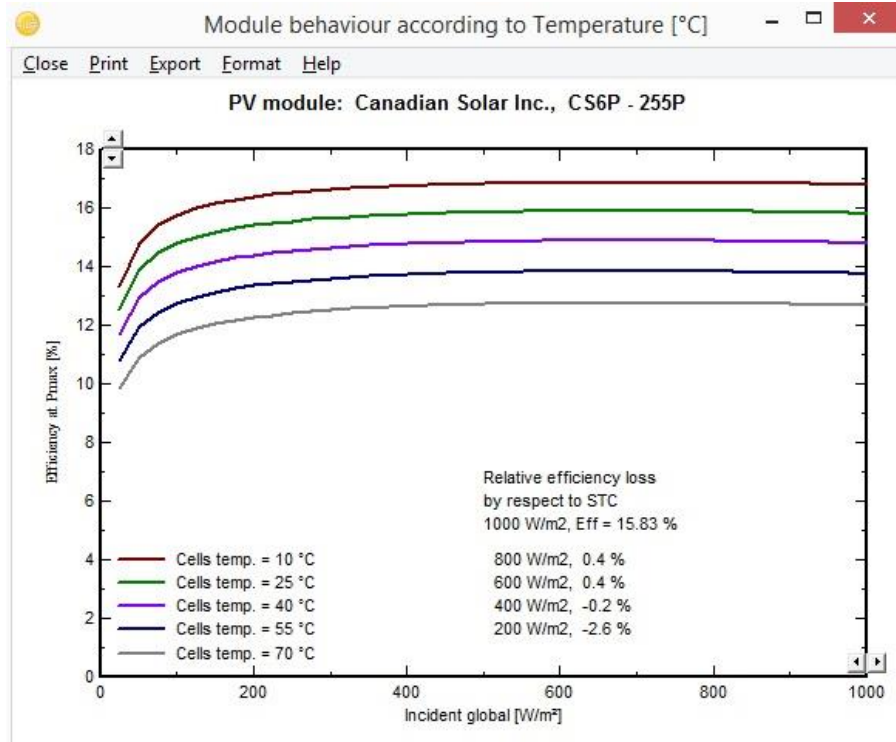


Figura 47 – Eficiência x Irradiância para diversas temperaturas

A esquematização do sistema fotovoltaico pode ser observada na Figura 48. O arranjo dos painéis FV insere corrente contínua no inversor. Este transforma o sinal em corrente alternada, que poderá ser utilizada pela unidade consumidora e/ou o ser inserido na rede, caso haja excedente de energia elétrica.

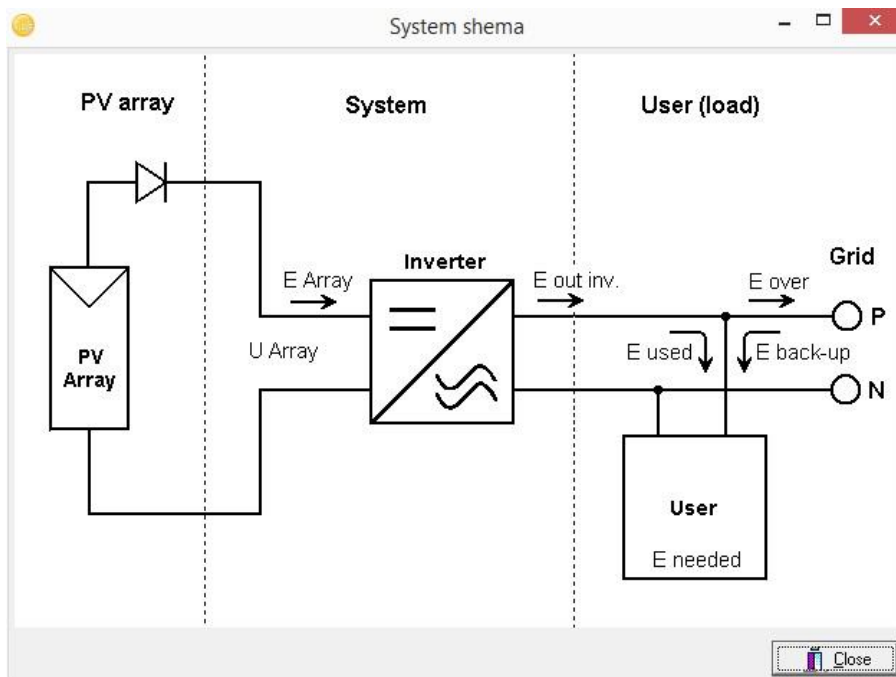


Figura 48 – Esquematização de um sistema fotovoltaico

Para uma maior proximidade da realidade, foram inseridas na simulação alguns tipos de perdas. A primeira perda, realizada pelo próprio *PVSyst*, é a perda ôhmica por cabeamento de acordo com o arranjo dos módulos, que no caso são 14 painéis em série. Totalizando uma resistência de 750 mΩ, representando 1,4 % da energia de entrada do sistema.

Entretanto, a maior perda é decorrente a temperatura do módulo fotovoltaico, representando 10,8% do sistema. Como dito a tensão é inversamente proporcional a temperatura, enquanto a corrente é diretamente proporcional. Porém, como pode ser verificada nas Figuras 33 e 46, a tensão possui uma sensibilidade muito maior que a corrente, quando ocorre variação de temperatura. Implicando, assim, em uma menor potência do sistema fotovoltaico.

Além desta perda, existem outras, tais como por: cabeamento e *mismatch* que é definida como a incompatibilidade de propriedades elétricas de módulos interconectados, fazendo com que o módulo de menor potência, prevaleça sobre os demais. Todas estas perdas totalizam 14,1% da energia total do sistema. É importante ressaltar que não existem sombras incidentes no telhado da residência, em virtude dos telhados dos domicílios vizinhos possuírem uma menor altura do que o telhado deste estudo de caso.

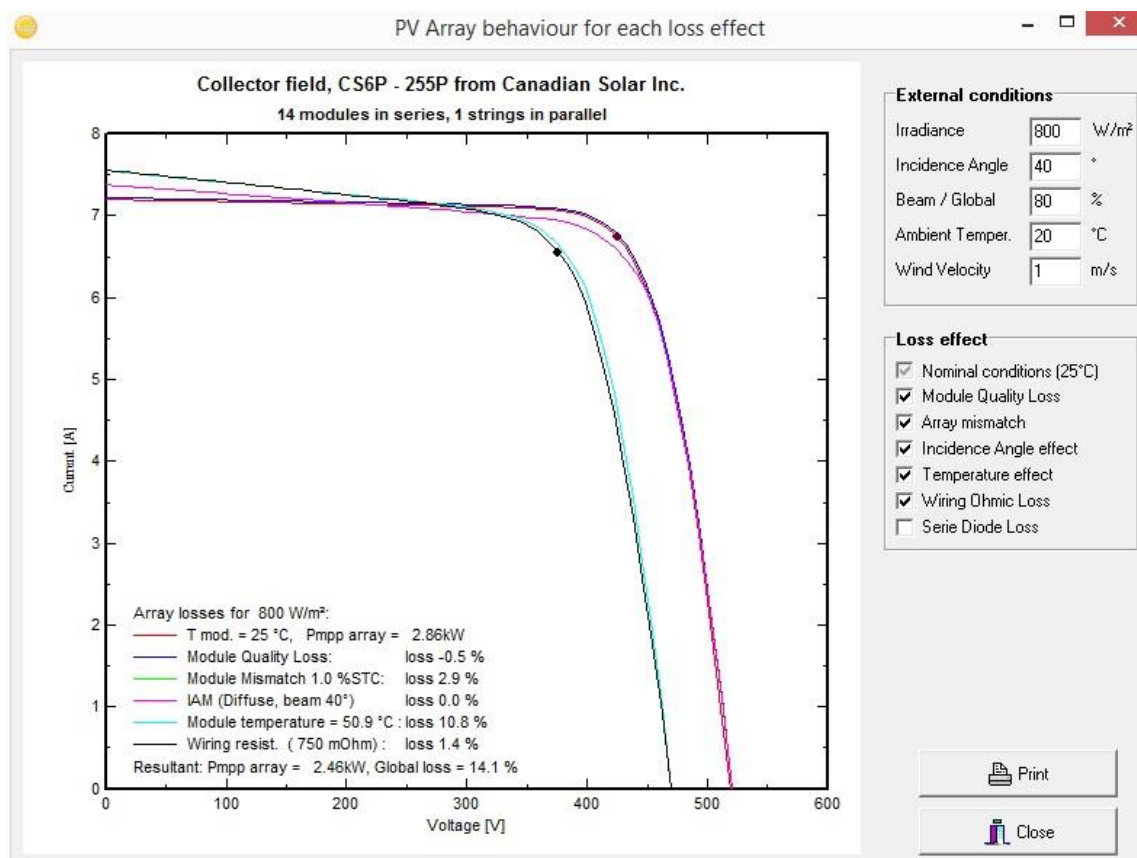


Figura 49 - Perdas do sistema fotovoltaico

#### 4.3.2 Resultados

A simulação foi realizada com 14 módulos da marca *Canadian Solar* modelo *CS6P-255P*, um inversor da *Steca* modelo *StecaGrid 3600* e os dados de irradiância de Brasília. O resultado obtido foi uma produção anual de energia de 6.016 kWh. Como descrito anteriormente, nos últimos quatro anos a residência do estudo de caso demandou 6.317,52 kWh/ano. Uma defasagem de 301, 52 kWh/ano ou 25,13 kWh/mês.

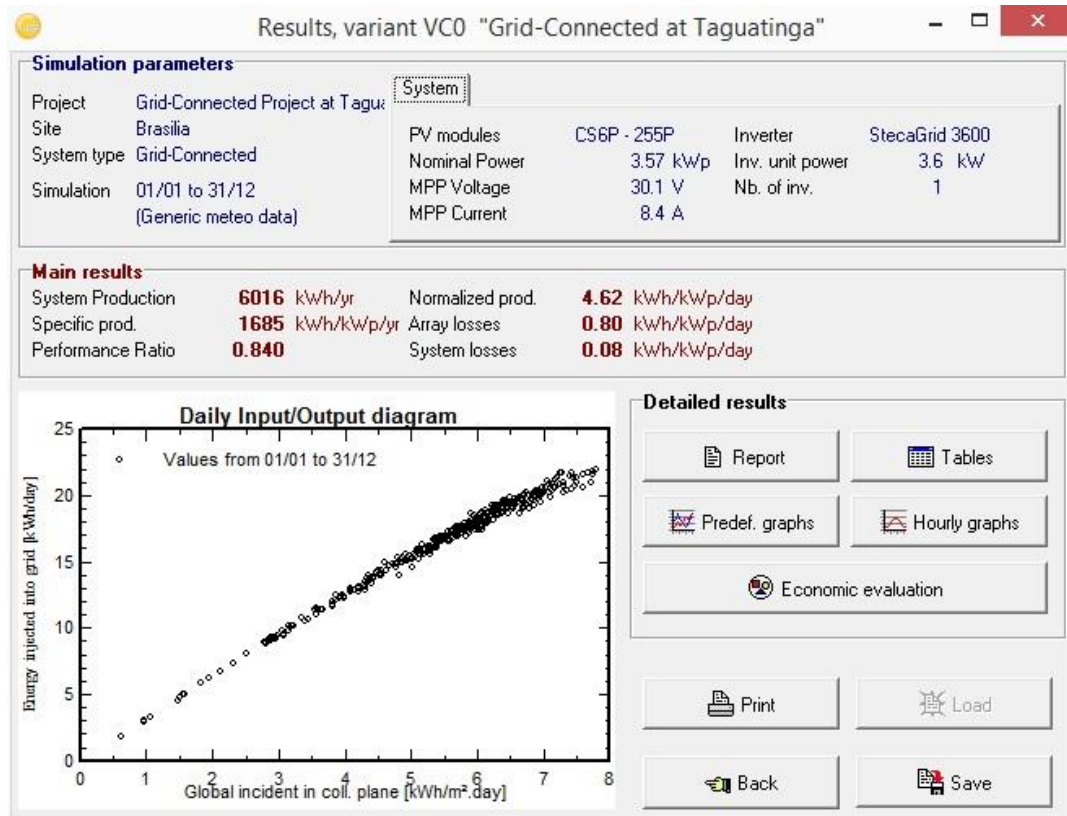


Figura 50 – Resultados da Simulação do PVSyst

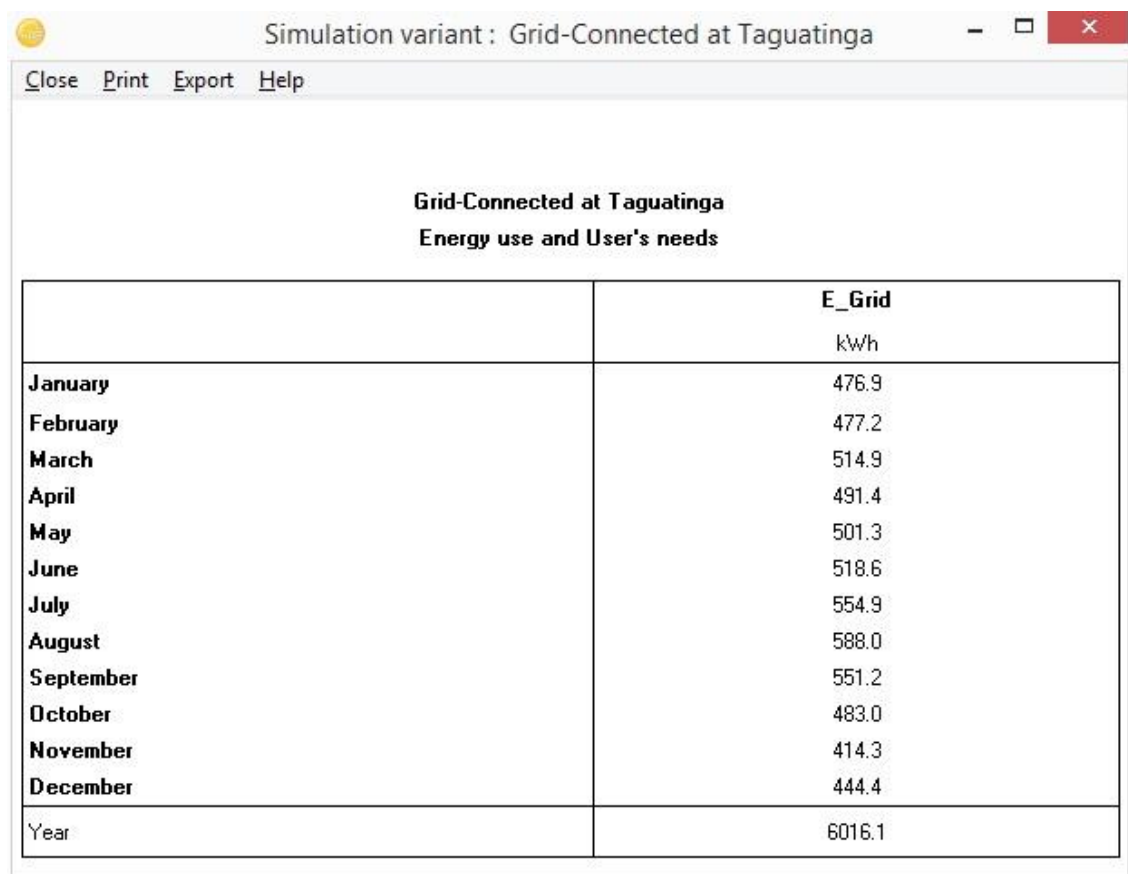
Simulation variant : Grid-Connected at Taguatinga

Close Print Export Help

**Grid-Connected at Taguatinga**  
**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EffArrR</b>	<b>EffSysR</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	%	%
<b>January</b>	165.8	22.87	159.1	156.1	485.6	476.9	13.56	13.31
<b>February</b>	163.3	22.70	160.0	157.4	485.9	477.2	13.49	13.24
<b>March</b>	170.4	22.42	172.1	169.2	524.2	514.9	13.52	13.28
<b>April</b>	154.8	22.13	163.5	160.6	500.2	491.4	13.58	13.35
<b>May</b>	150.0	20.80	164.6	161.9	510.1	501.3	13.76	13.52
<b>June</b>	150.3	19.26	170.2	167.5	527.7	518.6	13.77	13.53
<b>July</b>	164.2	19.60	183.4	180.5	564.7	554.9	13.68	13.44
<b>August</b>	183.1	21.10	198.5	195.6	598.3	588.0	13.38	13.15
<b>September</b>	182.8	22.70	188.3	185.4	561.1	551.2	13.23	13.00
<b>October</b>	163.7	23.84	162.6	159.9	491.5	483.0	13.43	13.20
<b>November</b>	143.5	22.16	137.6	135.2	421.9	414.3	13.61	13.37
<b>December</b>	153.8	22.51	147.2	144.4	452.5	444.4	13.65	13.41
<b>Year</b>	1945.7	21.84	2007.1	1973.9	6123.9	6016.1	13.55	13.31

Figura 51 – Resultados mensais da simulação



Simulation variant : Grid-Connected at Taguatinga

Close Print Export Help

**Grid-Connected at Taguatinga**  
**Energy use and User's needs**

	<b>E_Grid</b> kWh
<b>January</b>	476.9
<b>February</b>	477.2
<b>March</b>	514.9
<b>April</b>	491.4
<b>May</b>	501.3
<b>June</b>	518.6
<b>July</b>	554.9
<b>August</b>	588.0
<b>September</b>	551.2
<b>October</b>	483.0
<b>November</b>	414.3
<b>December</b>	444.4
<b>Year</b>	6016.1

Figura 52 - Total de energia injetada na rede

O resultado da simulação mostra a importância da consideração das perdas do sistema fotovoltaico, algo não considerado nos cálculos analíticos. A Tabela 15 mostra os resultados obtidos através de quatro metodologias realizadas para um arranjo fotovoltaico contendo 14 placas.

Tabela 15 - Comparação dos resultados obtidos

Metodologias do Dimensionamento <sup>3</sup>	Energia (kWh/Ano)	Energia (kWh/Mês)	Energia Sobra/Falta (kWh/Mês)
Consumo do estudo de caso <sup>4</sup>	6.317,52	526,46	-
Placas operando em <i>STC</i> <sup>5</sup>	6.684,65	557,05	30,59
Placas operando em <i>NOCT</i> <sup>6</sup>	4.849,65	404,14	-122,32
Irradiância Média	6.555,71	546,31	19,85

<sup>3</sup> 14 painéis FV Canadian Solar CS6P-255P).

<sup>4</sup> Consumo dos últimos cinco anos.

<sup>5</sup> Considerando 5,13 horas de sol pleno.

<sup>6</sup> Considerando 5,13 horas de sol pleno.

<b>Operação com <math>P_R</math></b>	5.615,10	467,93	<b>-58,53</b>
<b>Simulação PVSyst</b>	6.016	501,34	<b>-25,12</b>

Observando a Tabela 15 constata-se que os dimensionamentos considerando o sistema operando em *STC* e o cálculo baseado na disponibilidade de irradiância média, ocorrem sobras de energia de 30,59 kWh/mês e 19,85 kWh/mês, respectivamente. Entretanto, com sistema FV operando em *NOCT*, com a consideração de perdas ( $P_R$ ) e com a simulação do PVSyst ocorre uma falta de energia de 122,32 kWh/mês; 58,53 kWh/mês e 25,12 kWh/mês, respectivamente.

Contudo, observa-se uma mudança no perfil de consumo da família, em análise, nos últimos dois anos. Considerando o período entre janeiro de 2013 até o mês de março de 2015, o consumo médio mensal é de 503,38 kWh, que representa 6.040,44 kWh anuais.

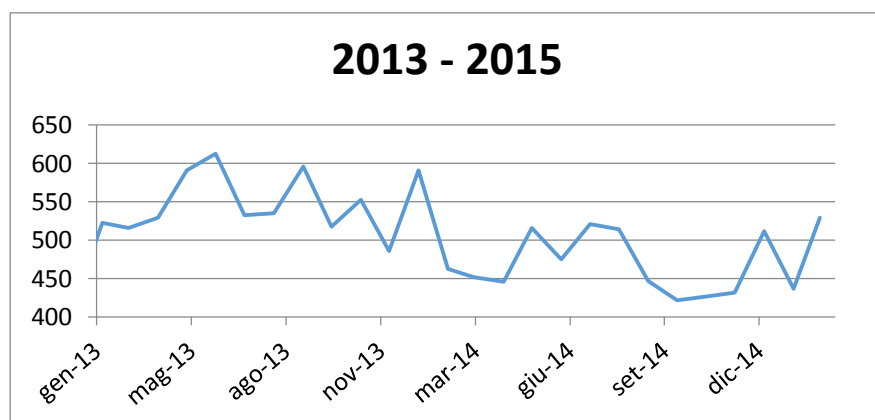


Gráfico 5 - Consumo entre dezembro de 2013 até Março de 2015

Tabela 16 - Comparação dos resultados obtidos com o consumo do estudo de caso modificado

<b>Metodologias do Dimensionamento<sup>7</sup></b>	<b>Energia (kWh/Ano)</b>	<b>Energia (kWh/Mês)</b>	<b>Energia Sobra/Falta (kWh/Mês)</b>
<b>Consumo do estudo de caso<sup>8</sup></b>	6.040,44	503,37	-
<b>Placa operando em <i>STC</i><sup>9</sup></b>	6.684,65	557,05	<b>53,68</b>
<b>Placa operando em <i>NOCT</i><sup>10</sup></b>	4.849,65	404,14	<b>-99,23</b>

<sup>7</sup> 14 painéis FV Canadian Solar CS6P-255P).

<sup>8</sup> Consumo entre dezembro de 2013 e março de 2015.

<sup>9</sup> Considerando 5,13 horas de sol pleno.



<b>Irradiância Média</b>	6.555,71	546,31	<b>42,94</b>
<b>Operação com <math>P_R</math></b>	5.615,10	467,93	<b>-35,44</b>
<b>Simulação PVSyst</b>	6.016	501,34	<b>-2,03</b>

Pela Tabela 16 o dimensionamento que apresentou uma maior defasagem foi o sistema FV operando em *NOCT*, cuja irradiância é de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento igual a 1 m/s. Não será dada tanta importância ao mesmo, em decorrência da disponibilidade energética média em Brasília ser superior a tal valor do teste, evitando subdimensionar o sistema de forma significativa. No caso da simulação no *PVSyst*, faltarão 2,03 kWh/mês, valor que pode ser desprezado. Já a operação considerando perdas ( $P_R$ ) ocorre uma defasagem de 35,44 kWh/mês.

De acordo com a simulação, o sistema composto por 14 módulos fotovoltaicos de 255 Wp e um inversor de 3.600W serão suficientes para o atendimento da demanda residencial do estudo de caso.

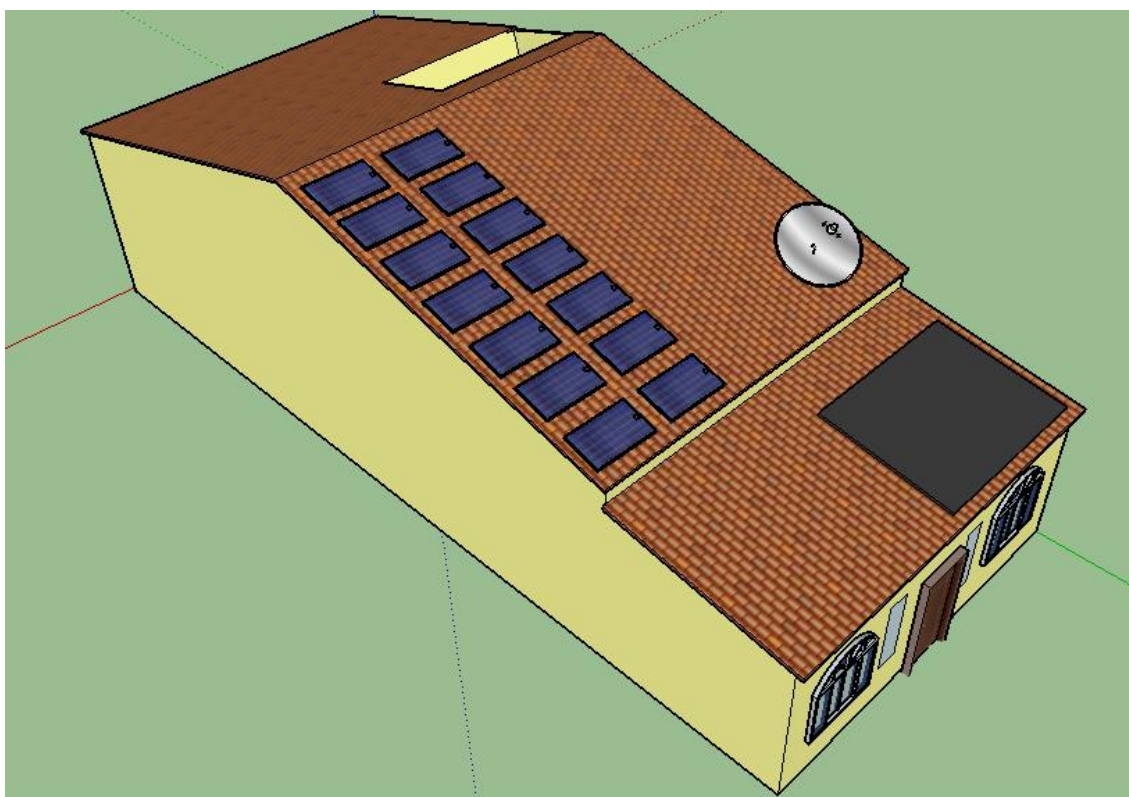


Figura 53 – Desenho da residência com os 14 módulos fotovoltaicos instalados

<sup>10</sup> Considerando 5,13 horas de sol pleno.

As Figuras 55 e 56 mostram a comparação entre os telhados da casa real e da casa projetada no *SketchUp*. É importante ressaltar que ambas não estão na mesma escala e que a casa real está bidimensional, enquanto a projetada em *CAD* está tridimensional.



Figura 54 – Comparação entre os telhados da casa real e da casa projetada no *SketchUp*

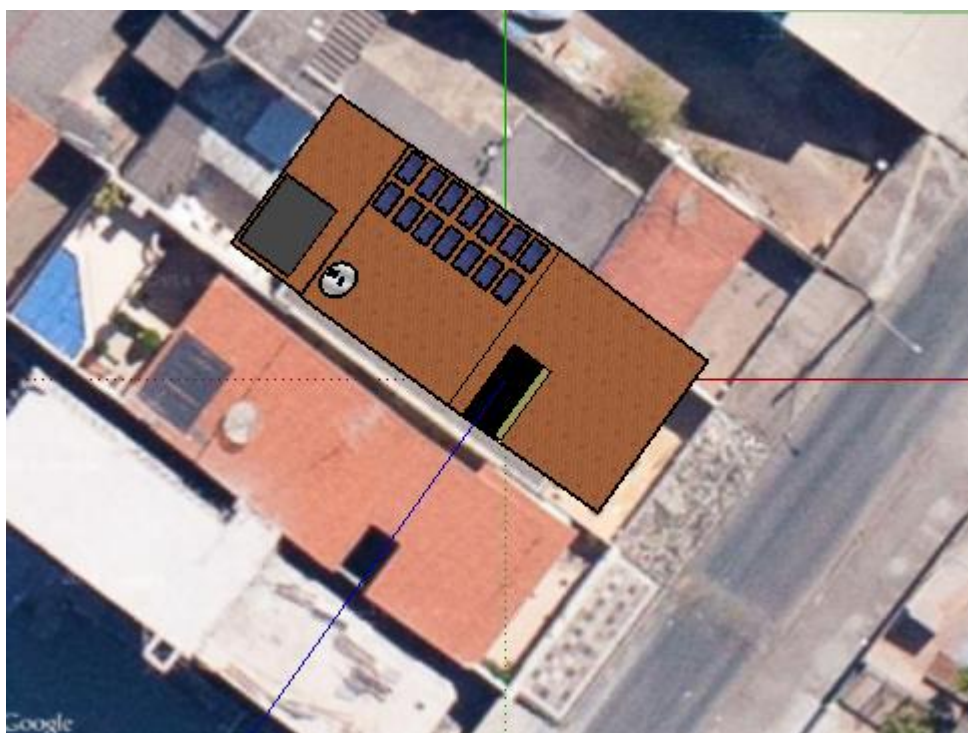


Figura 55 – Vista superior dos telhados da casa real e da casa projetada no *SketchUp*

## 5. ANÁLISE ECONÔMICA

### 5.1. ANÁLISE DO CUSTO DA ENERGIA FOTOVOLTAICA INSTALADA

Nesta análise, foi utilizada a metodologia proposta por Shayani [38] levando em consideração a vida útil do sistema fotovoltaico por aproximadamente 25 anos, enquanto que para o inversor o período estimado é de 15 anos.

Dessa forma, é possível estimar o custo de um sistema fotovoltaico projetando sua vida útil em 25 anos, considerando o valor inicial de seus equipamentos e suas substituições ao longo do período de vida útil do sistema, bem como o valor de instalação e montagem [38]. Dessa forma, é apresentada na Tabela 17 uma relação dos valores englobados, sendo importante frisar que serão necessários 02 (dois) inversores ao longo do período de 25 anos. O custo de instalação foi estimado em R\$ 5.000,00 após consulta à empresas do setor que prestam o serviço.

Tabela 17 – Precificação dos Componentes, da Instalação e Montagem

<b>Item</b>	<b>Preço Unitário</b>	<b>Valor Total</b>
	<b>[R\$]</b>	<b>[R\$]</b>
<b>14 Placas Canadian Solar CS6P-255P</b>	602,00	8.428,00
<b>02 Inversores StecaGrid 3600</b>	9.200,00	18.400,00
<b>Instalação e Montagem</b>	5.000,00	5.000,00
<b>Valor Total: R\$ 31.828,00</b>		

O valor de R\$ 31.828,00 para um sistema fotovoltaico de 3,57 kWp representa uma relação de 8,92 R\$/W. É importante ressaltar que para a aplicação dessa metodologia, foram inseridos descontos, compatíveis com o mercado atual, (30% para as placas FV e 16% para os inversores) nos valores individuais dos componentes, com o intuito de equiparar o custo unitário de energia do estudo de caso com o custo existente no mercado brasileiro, segundo dados de pesquisa elaborada pela Cooperação Alemã GIZ, estimado em 8,69 R\$/W [40].

Considerando que o sistema interligado possui uma eficiência de aproximadamente 84% [38], bem como as 5,13 horas de sol equivalente na região analisada, segundo dados do *SunData* [3], podemos estimar a geração diária, anual, e da vida útil do sistema:

$$3,57 \text{ [kW]} \cdot 5,13 \text{ [h]} \cdot 0,84 = 15,41 \text{ kWh/dia}$$

$$15,41 \text{ [kWh/dia]} \cdot 365 \text{ [dias]} \cdot 25 \text{ [anos]} = 140,65 \text{ MWh}$$

Assim, é possível encontrar o custo da energia solar fotovoltaica através da razão entre o valor total de instalação e a energia gerada.

$$\frac{31.828,00 \text{ [R\$]}}{140,65 \text{ [MWh]}} = 226,29 \text{ R\$/MWh}$$

Este valor é atualmente atrativo, uma vez que para a região abordada no estudo de caso, o custo da energia elétrica aplicado pela distribuidora é de aproximadamente 568,47 R\$/MWh, de acordo com a tarifação da *CEB* para o mês maio de 2015. Este resultado permite demonstrar ainda a evolução do sistema fotovoltaico para aplicação em sistemas de geração distribuída, uma vez que estudos anteriores, realizados em 2006 pela Universidade de Brasília, chegaram em valores de 1.009,13 R\$/MWh, concluindo que com a evolução da tecnologia e queda dos preços comercializados, esta fonte se tornaria viável em pouco tempo. O horizonte de aproximadamente 09 anos reflete a viabilidade e confirma a conclusão do autor [38].

## 5.2. AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO DE CAPITAL

Além da análise do custo da energia fotovoltaica gerada é necessário também avaliar o investimento de capital realizado pelo cliente com intuito de determinar a viabilidade ou não do projeto em questão. Esta análise de investimentos de capital requer um grau justo de raciocínio econômico e projeção das condições futuras. O valor de um projeto depende do seu potencial de gerar renda econômica. Com este intuito, foram realizadas três metodologias de análise para medição da rentabilidade e determinação da viabilidade econômica da alternativa de investimento: método do

valor presente líquido (VPL), método da taxa interna de retorno (TIR), e o método do benefício-custo (B/C).

Para as metodologias abaixo, as taxas de custo do capital foram estimadas em 8,4% ao ano, valor obtido segundo estudos da CREARA [39] baseados em projeções do Banco Central do Brasil, bem como o valor da taxa de juros de longo prazo (TJLP) de 5,5% ao ano, utilizada para estimar a evolução do valor do custo da energia elétrica, baseando-se em projeções atualizadas também obtidas pelo Banco Central do Brasil.

Outras premissas foram utilizadas para o cálculo, como o custo atual da energia elétrica, que segundo a distribuidora *CEB* para o mês de maio de 2015 a tarifa é de 0,56847 R\$/kWh, e a taxa de disponibilidade – taxa mínima a ser paga pela utilização do sistema de transmissão e distribuição – de 100 vezes o valor do kWh aplicado. As projeções levaram em consideração uma vida útil de 25 (vinte e cinco) anos para as placas fotovoltaicas e 15 (quinze) anos para os inversores, valores obtidos mediante especificações dos próprios fabricantes dos equipamentos.

#### 5.2.1. Valor Presente Líquido para o Sistema Fotovoltaico

A metodologia do valor presente líquido calcula, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento, ou seja, mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil [44]. Pode ser expresso pela fórmula a seguir:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t}$$

Em caso de VPL positivo, o projeto pode ser considerado economicamente viável, onde  $FC_t$  representa o fluxo de caixa no t-ésimo período,  $I$  é o investimento inicial,  $K$  é o custo do capital e  $n$  é o número de períodos considerados [44].

Dessa forma, para o sistema considerado no estudo de caso, o investimento inicial, referente ao custo de compra dos equipamentos, de instalação e montagem é de R\$ 31.828,00, gerando um fluxo de caixa nos anos subsequentes referente à economia com o gasto de energia elétrica a ser paga pela distribuidora, que sofrerá um reajuste anual segundo a taxa de juros, como pode ser visualizado no anexo, na



Tabela 20. Os cálculos referentes aos fluxos de caixa final, acumulado, descontado e descontado acumulado podem ser visualizados no anexo, Tabela 19.

Assim, ao realizar a metodologia e os cálculos propostos, foi encontrado um VPL positivo de 19.694,43, concluindo-se a viabilidade econômica e financeira do projeto.

É possível observar ainda, pela montagem do gráfico de fluxo de caixa acumulado, a relação de crescimento e retorno do investimento, bem como o período de payback para o projeto em questão, de 8,8 anos, através do Gráfico 6, que conta os períodos (lembrando que o período 1 representa o ano 0, isto é, o ano de implementação do projeto) segundo o seu valor.

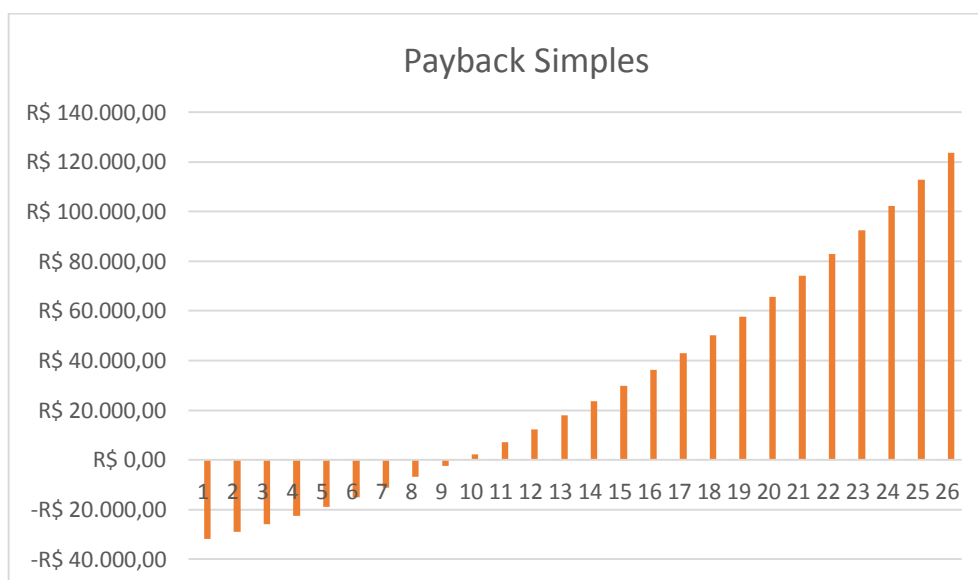


Gráfico 6- Payback do Projeto do Estudo de Caso

### 5.2.2 Taxa Interna de Retorno para o Sistema Fotovoltaico

O método da taxa interna de retorno (TIR) não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade absoluta a determinado custo do capital, mas objetiva encontrar uma taxa intrínseca de rendimento, ou seja, a taxa de retorno do investimento [44]. Ela é a taxa que anula o valor presente líquido, o valor de “ $i$ ” que satisfaz a equação abaixo:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i^*)^t} = 0$$

O caráter decisório desta metodologia é se  $i^*$  for maior que o custo do capital  $K$ , o projeto é economicamente viável [44].

Aplicando a metodologia proposta ao estudo de caso, levando-se em consideração os valores apresentados no anexo, Tabelas 19 e 20, obtém-se uma TIR de 13%, neste caso, maior que os 8.4% avaliados no custo de capital, comprovando novamente a viabilidade do projeto.

### 5.2.3 Benefício-custo para o Sistema Fotovoltaico

O índice benefício-custo é um indicador que resulta da divisão do valor atual dos benefícios pelo valor atual dos custos do projeto, incluindo o investimento inicial. Permite saber a viabilidade do projeto do empreendimento, bastando observar se o índice é maior que 1 [44]. Pode ser expresso por:

$$C/B = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{b^t}{(1+K)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{c^t}{(1+K)^t}}$$

Onde:

- B/C é índice benefício-custo;
- $b_t$  são os benefícios do período  $t$ ;
- $c_t$  são os custos do período  $t$ ;
- $n$  é o horizonte de planejamento;
- $K$  é o custo do capital.

Segundo esta metodologia, o projeto analisado possui uma relação custo-benefício de aproximadamente 1,61. Este valor comprova também, junto às duas metodologias anteriores, a viabilidade do projeto elaborado neste estudo de caso.

## 5.3. ANÁLISE DE IMPACTOS DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

É interessante também estabelecer uma relação entre o potencial econômico da geração de energia fotovoltaica de acordo com os interesses das classes envolvidas. Um estudo realizado pela EPE, considerando como agentes envolvidos as distribuidoras de energia elétrica, os consumidores, o Estado (Estados e União), os agentes de financiamento e crédito, empresas de serviços, e a sociedade, quantificou o impacto financeiro em cada setor, utilizando dados da Tabela 18 [23]:

Tabela 18 - Impactos calculados da penetração da geração fotovoltaica distribuída [23]

AGENTE	IMPACTO	TIPO	CLASSIFICAÇÃO	NÍVEL
DISTRIBUIDORAS	Impacto no Fluxo de Caixa	Econômico	Custo	Baixo
CONSUMIDORES	Economia na conta de energia	Econômico	Benefício	Médio
EMPRESAS DE SERVIÇOS E ESCOs	Aumento do faturamento*	Econômico	Benefício	Médio
FABRICANTES E IMPORTADORES	Aumento faturamento*	Econômico	Benefício	Baixo
ESTADOS E UNIÃO	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos no consumo de energia elétrica	Econômico	Custo	Baixo
	Impacto no fluxo de caixa de arrecadação com impostos na venda de equipamentos e serviços	Econômico	Custo	Baixo
AGENTES DE FINANCIAMENTO E CRÉDITO	Aumento da receita com financiamentos	Econômico	Benefício	Baixo
SOCIEDADE	Geração de postos de trabalho	Socioeconômico	Benefício	Baixo/Médio
GERAL	Economia na contratação de energia	Econômico	Benefício	Baixo
GERAL	Redução de Perdas Técnicas	Técnico/Econômico	Benefício	Baixo
GERAL	Redução de emissões de GEE	Ambiental	Benefício	Baixo

Através de premissas sobre tarifa, incidência de impostos, compensação de energia, financiamento, economia na contratação da energia, perdas técnicas, criação de postos de trabalho, emissão de gases do efeito estufa, o estudo resultou em uma análise de impactos em um horizonte decenal, baseado nestas projeções da inserção da geração distribuída fotovoltaica no Brasil, apresentado na Figura 57:

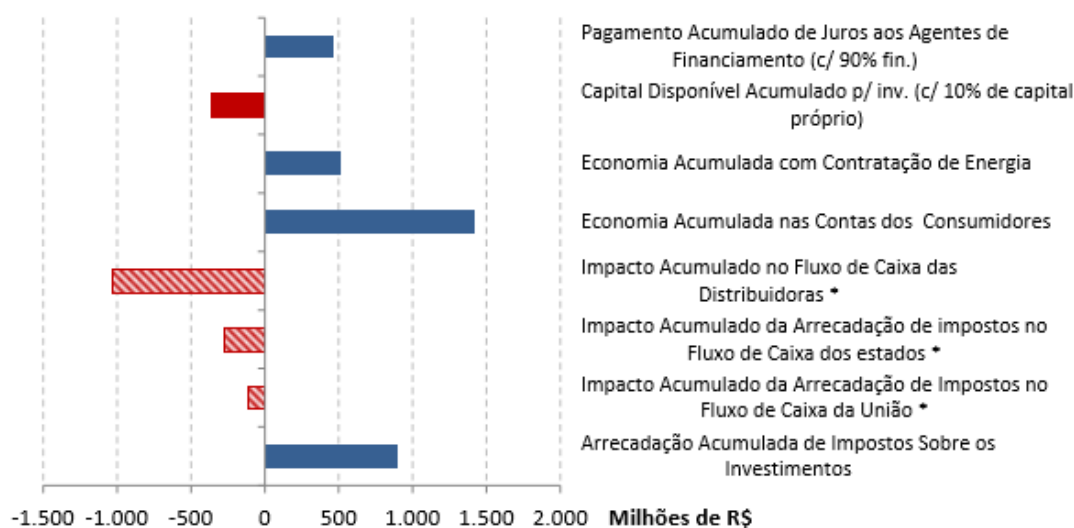


Figura 56 - Sumário de Impactos Acumulados com a Geração Distribuída Fotovoltaica no ano de 2023 [23]



Os números mostram, dentre outros fatores, que o principal benefício é a economia nas contas dos consumidores na ordem de R\$ 1,4 bilhão, enquanto o maior custo é o impacto acumulado no fluxo de caixa das distribuidoras, de aproximadamente R\$ 1 bilhão, além de impactar ainda a arrecadação de impostos no fluxo de caixa dos estados e da União. Ou seja, apesar de apresentar uma grande vantagem aos consumidores, esta talvez não seja uma possibilidade financeiramente atrativa aos olhos de distribuidoras e do Estado.

## **6. CONCLUSÃO**

O Brasil é um país de dimensões continentais. Os sítios de consumo de energia elétrica são diversos em suas características técnicas e econômicas. O acesso a eletricidade ainda constitui em um enorme desafio para os formadores de políticas públicas por ser insumo tão essencial no cotidiano das pessoas e empresas.

Considerando tais desafios e a finitude da geração de eletricidade do atual parque energético fundado nos idos dos anos 50-60, caracterizado pela centralização da coordenação do despacho elétrico nas mãos de alguns órgãos públicos (como o Operador Nacional de Sistema, conhecido como ONS), é fundamental o pleito pela diversificação da matriz energética assim como a adoção de novos modelos de distribuição de energia elétrica.

A Geração Distribuída constitui a saída para tanto uma vez que o potencial energético não se encontra apenas na cabeceira dos rios. O Brasil possui um potencial solar e eólico invejáveis. A irradiação solar do Brasil está acima da média mundial conferindo-lhe vantagem competitiva nesse segmento sobretudo quando existem dificuldades na “entrega” de energia elétrica em determinadas regiões do país. A Geração Distribuída é uma solução viável principalmente para os sítios distantes dos principais centros de distribuição.

A realização do referido estudo tendo como estudo de caso uma dada residência situada em Taguatinga-DF nos mostra a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico.

Observou-se que a adoção de um sistema fotovoltaico no porte e potência adotado é viável economicamente e tecnicamente. Para tanto foram utilizadas ferramentas de análise econômica – TIR, VPL e Payback, Benefício-custo para a

verificação do tempo necessário para a obtenção do retorno de tal investimento assim como a taxa e os benefícios-custos respectivamente.

A realização do estudo nos revela que em um prazo médio de 8 anos e 10 meses é possível obter todo o investimento realizado na instalação do sistema fotovoltaico utilizado no referido estudo em uma dada residência em Taguatinga-DF. Ademais o Valor Presente Líquido, o VPL, é positivo comprovando a viabilidade econômica do projeto fotovoltaico. No que tange a taxa interna de retorno, a TIR, foi obtida taxa de 13% e o C/B foi de 1,61.

De acordo com estudo realizado por SHAYANI e CAMARGO (2006), o custo unitário de energia em R\$ era de R\$ 1.009,13/MWh. O estudo realizado considerando a residência de Taguatinga-DF nos revela um custo da ordem de R\$ 226,29/MWh e uma tarifação a preços de maio de 2015 de R\$ 568,47/MWh. Esses valores testificam a atratividade econômica pela instalação de sistemas fotovoltaicos como o apresentado nesse estudo.

Apesar da redução do preço da energia fotovoltaica, a disseminação dos sistemas fotovoltaicos ainda é tímida, principalmente, no contexto de geração distribuída. Apesar da realização de leilões de energia de reserva (LER) específicos para energia solar evidencia que existe os incentivos ainda não são suficientes para a disseminação em massa dos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída.

Avanços no que tange a regulamentação da Geração Distribuída ocorreram desde a publicação da Resolução 182 da ANEEL, porém a disseminação de políticas públicas voltadas para a disseminação da GD é ainda pequena. Fato este que talvez possa ser explicado pelo impacto econômico negativo nas arrecadações das distribuidoras de energia elétrica, dos Estados e da União, mesmo ocorrendo um impacto positivo na economia do consumidor.

São indicados como propostas para trabalhos futuros estudos mais aprofundados referentes à falta de políticas públicas, revisão do sistema de compensação e nacionalização da tecnologia de produção de componentes fotovoltaicos para o aumento da competitividade econômica da fonte solar.

## 7. BIBLIOGRAFIA

- [1] BRASIL, E. Balanço energético nacional 2014. Disponível em: <[www.ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2014.pdf](http://www.ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf)>. Acessado em: 04/15.
- [2] ANEEL. Resolução Normativa nº 482/12. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf)>. Acessado em: 03/15.
- [3] *SunData*. CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?link=/sundata.php>. Acessado em: 04/15.
- [4] *Google Earth*. Disponível para download: <<http://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>>. Acessado em: 04/15.
- [5] *PVSyst*. Disponível para download: < <http://www.pvsyst.com/en/>>. Acessado em: 04/15.
- [6] ACKERMANN, T. “Distribution Power Generation in a Deregulated Market Environment” Part 1: Electricity Market Regulation and their Impact on Distributed Power Generation A: Background – Definition – Economics Working Paper ,1999.
- [7] Gas Research Institute “The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets” Distributed Generation Forum, March, 1999.
- [8] TURKSON, J. “Power Sector Reform and Distributed Generation in sub-Saharan Africa” Energy Policy 29;, 2001.
- [9] INEE – Instituto Nacional de Eficiência Energética: O que é geração distribuída?. Disponível em: [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp?Cat=forum](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=forum). Acessado em: 04/15.
- [10] BRASIL. Lei 9.427 de 26 de Dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9427compilada.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427compilada.htm)>. Acessado em: 04/15.
- [11] TREVISAN, A.S. Efeitos da geração distribuída em sistemas de distribuição de baixa tensão. Monografia submetida ao corpo docente da UFPR, Curitiba, 2011.
- [12] Brasil; 2002. Lei nº 10438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e

universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e da outras providencias. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*, Brasília, v. 139, nº 81-A Seção 1, pg 1. Disponível em <[http://www3.aneel.gov.br/-/legisbasica/remissiva\\_legi.asp?valida=36023](http://www3.aneel.gov.br/-/legisbasica/remissiva_legi.asp?valida=36023)>. Acessado em: 04/15.

[13] ELCO. Elco engenharia de montagens Ltda. geração distribuída. Disponível em <[www.elco.eng.br/g\\_distribuida.html](http://www.elco.eng.br/g_distribuida.html)>. Acessado em: 04/15.

[14] ANEEL. PRODIST – PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – MÓDULO 8. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82)>. Acessado em: 04/15.

[15] ANEEL. PRODIST – PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – MÓDULO 1. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82](http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82)>. Acessado em: 04/15.

[16] DUFFIE, J.; BECKMAN, W. Solar Engineering of Thermal Processes. New York, USA, 2ª edição: John Wiley and Sons, 1991.

[17] FCSolar. Disponível em: < <http://www.fcsolar.eco.br/portfolio/>>. Acessado em: 04/15.

[18] HEGEDUS, S.; LUQUE, A. Status, trends, challenges and the bright future of solar electricity from photovoltaics. In: HEGEDUS, S.; LUQUE, A O. Handbook of photovoltaic science and engineering. Chichester: John Wiley & Sons Ltd. 2003.

[19] Neosolar Energia. Disponível em: < <http://www.neosolar.com.br/blog/>>. Acessado em: 05/15.

[20] Atlas Brasileiro de Energia Solar. Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; Samuel Luna de Abreu e Ricardo Ruther. – São Jose dos Campos. INPE, 2006.

[21] EPE. Análise da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Perspectivas. Rio de Janeiro, 2012.

[22] RUTHER, R. Geração Solar Fotovoltaica no Brasil: Potencial e Desafios. ISSE, Brasília, Março/2015.

[23] EPE. Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Nota Técnica DEA 19/14, Rio de Janeiro, 2014.

- [24] PROJETO DE LEI DO SENADO 317/2013. Isenção do imposto sobre a importação de equipamentos e equipamentos de geração elétrica de fonte solar. Disponível em: <[http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p\\_cod\\_mate=113843](http://www.senado.gov.br/atividade/materia/detalhes.asp?p_cod_mate=113843)>. Acessado em: 05/15.
- [25] Lei Estadual Minas Gerais 20.824. Disponível em: <<http://www.almg.gov.br/consulte/legislacao/completa/completa.html?tipo=LEI&num=20824&comp=&ano=2013>>. Acessado em: 04/15.
- [26] Associação Brasileira de Normas Técnicas. Disponível em: <<http://www.abnt.org.br/>>. Acessado em: 05/15.
- [27] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/>>. Acessado em: 04/15.
- [28] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Energy Technology Perspectives 2012. Organization for Economic Cooperation & Development, Paris.
- [29] NBR 8039. Disponível em: <<http://www.ebah.com.br/content/ABAAfyFIAF/nbr-8039-nb-792-projeto-execucao-telhados-com-telhas-ceramicas-tipo-francesa>>. Acessado em: 05/15.
- [30] CEB – Tarifas. Disponível em: <<http://www.ceb.com.br/index.php/tarifas>>. Acessado em: 05/15.
- [31] BLUE-SOL. Introdução a Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica. Ribeirão Preto, São Paulo, Brasil, 2012.
- [32] LANDEIRA, J. L. F. Análise Técnico-Econômica sobre a Viabilidade de Implantação de Sistemas de Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil. UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.
- [33] BARROS, H. A. Anteprojeto de um Sistema Fotovoltaico de 12kWp Conectado à Rede. UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.
- [34] CARVALHO, K.J.S. Sistemas Fotovoltaicos Distribuídos Integrados à Rede Elétrica: Condições de Operação e seus Impactos. UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.
- [35] MINHA CASA SOLAR. Disponível em: <<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/prod,IDLoja,14743,IDProduto,4800190,painel-solar-fotovoltaico-painel-de-205w-a-260w-painel-solar-fotovoltaico-policristalino-de-255w-canadian-solar---cs6p-255p>>. Acessado em: 21 de maio de 2015. Brasil, 2015.

- [36] *Canadian Solar*. Disponível em: < [http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/Datasheet\\_CS6P-P\\_en.pdf](http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/Datasheet_CS6P-P_en.pdf)>. Acessado em: 04/15.
- [37] *Steca*. Disponível em: < <http://www.steca.com/index.php?coolcept-StecaGrid-1500-4200-en>>. Acessado em: 04/15.
- [38] SHAYANI, R.A.; OLIVEIRA, M. A. G.; CAMARGO, I.M.T. Comparação do Custo entre Energia Solar Fotovoltaica e Fontes Convencionais.
- [39] CREARA ENERGY EXPERTS. PV Grid Parity Monitor – Residential Sector. Disponível em: < [http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv\\_grid\\_parity\\_monitor\\_-\\_residential\\_sector\\_-\\_issue\\_3.pdf](http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv_grid_parity_monitor_-_residential_sector_-_issue_3.pdf)>. Acessado em: 05/15.
- [40] IDEAL. O Mercado Brasileiro de Geração Fotovoltaica em 2013. Disponível em:<[http://www.americadosol.org/wpcontent/uploads/2014/11/2014\\_ideal\\_mercadoGDFV.pdf](http://www.americadosol.org/wpcontent/uploads/2014/11/2014_ideal_mercadoGDFV.pdf)>. Acessado em: 04/15.
- [41] BRASIL. Lei 5.163 de 30 de Julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM)>. Acessado em: 04/15.
- [42] Secretaria de Estado de Indústria e Comércio (SIC) de Goiás - Crédito Produtivo da SIC – Energias Renováveis. Disponível em: < <http://www.segplan.go.gov.br/post/ver/109589/sic-1> >. Acessado em: 04/15.
- [43] Caixa Econômica Federal - Construcard Caixa. Disponível em: < <http://www.caixa.gov.br/voce/cartoes/casa/construcard/Paginas/default.aspx>>. Acessado em: 04/15.
- [44] SAMANEZ, C.P. Engenharia Econômica. Ed. Pearson Prentice Hall, São Paulo, 2009.

## **8. Apêndice**

PVSYST V6.36					30/05/15	Page 1/2																		
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>																								
<b>Project : Grid-Connected Project at Taguatinga</b>																								
<b>Geographical Site</b>		<b>Brasilia</b>		<b>Country</b>		<b>Brazil</b>																		
<b>Situation</b>		Latitude 15.5°S		Longitude		48.0°W																		
Time defined as		Legal Time Time zone UT-3		Altitude		895 m																		
		Albedo 0.20																						
<b>Meteo data:</b>		<b>Brasilia</b>		Synthetic - Meteonorm 7.1																				
<b>Simulation variant : Grid-Connected at Taguatinga</b>																								
Simulation date 30/05/15 20h36																								
<b>Simulation parameters</b>																								
<b>Collector Plane Orientation</b>		Tilt 16°		Azimuth		54°																		
<b>Models used</b>		Transposition Perez		Diffuse		Erbs, Meteonorm																		
<b>Horizon</b>		Free Horizon																						
<b>Near Shadings</b>		No Shadings																						
<b>PV Array Characteristics</b>																								
<b>PV module</b>		Si-poly	Model	<b>CS6P - 255P</b>																				
			Manufacturer	Canadian Solar Inc.																				
Number of PV modules		In series	14 modules	In parallel	1 strings																			
Total number of PV modules		Nb. modules	14	Unit Nom. Power	255 Wp																			
Array global power		Nominal (STC)	<b>3570 Wp</b>	At operating cond.	3179 Wp (50°C)																			
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	374 V	I mpp	8.5 A																			
Total area		Module area	<b>22.5 m²</b>	Cell area	20.4 m²																			
<b>Inverter</b>																								
		Model	<b>StecaGrid 3600</b>																					
		Manufacturer	Steca																					
Characteristics		Operating Voltage	350-700 V	Unit Nom. Power	3.60 kWac																			
Inverter pack		Nb. of inverters	1 units	Total Power	3.6 kWac																			
<b>PV Array loss factors</b>																								
Thermal Loss factor		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s																			
Wiring Ohmic Loss		Global array res.	750 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC																			
Module Quality Loss				Loss Fraction	-0.5 %																			
Module Mismatch Losses				Loss Fraction	1.0 % at MPP																			
Incidence effect, user defined profile		<table border="1"> <tr> <td>10°</td> <td>20°</td> <td>30°</td> <td>40°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>70°</td> <td>80°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.92</td> <td>0.73</td> <td>0.00</td> </tr> </table>					10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.92	0.73	0.00
10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°																
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.92	0.73	0.00																
<b>User's needs :</b>																								
Unlimited load (grid)																								

Figura 57 – Relatório PVSyst 1



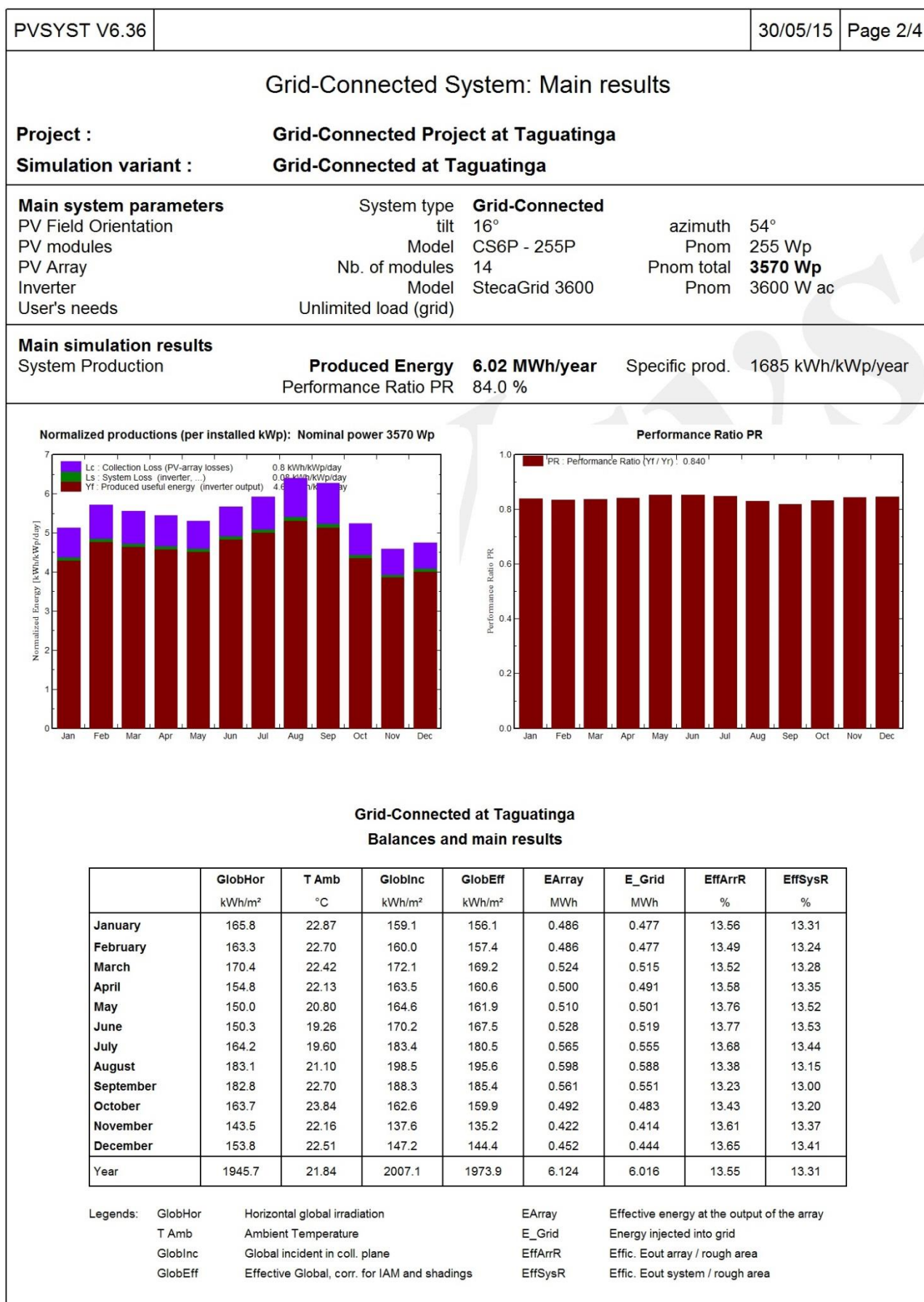


Figura 58 - Relatório PVSyst 2

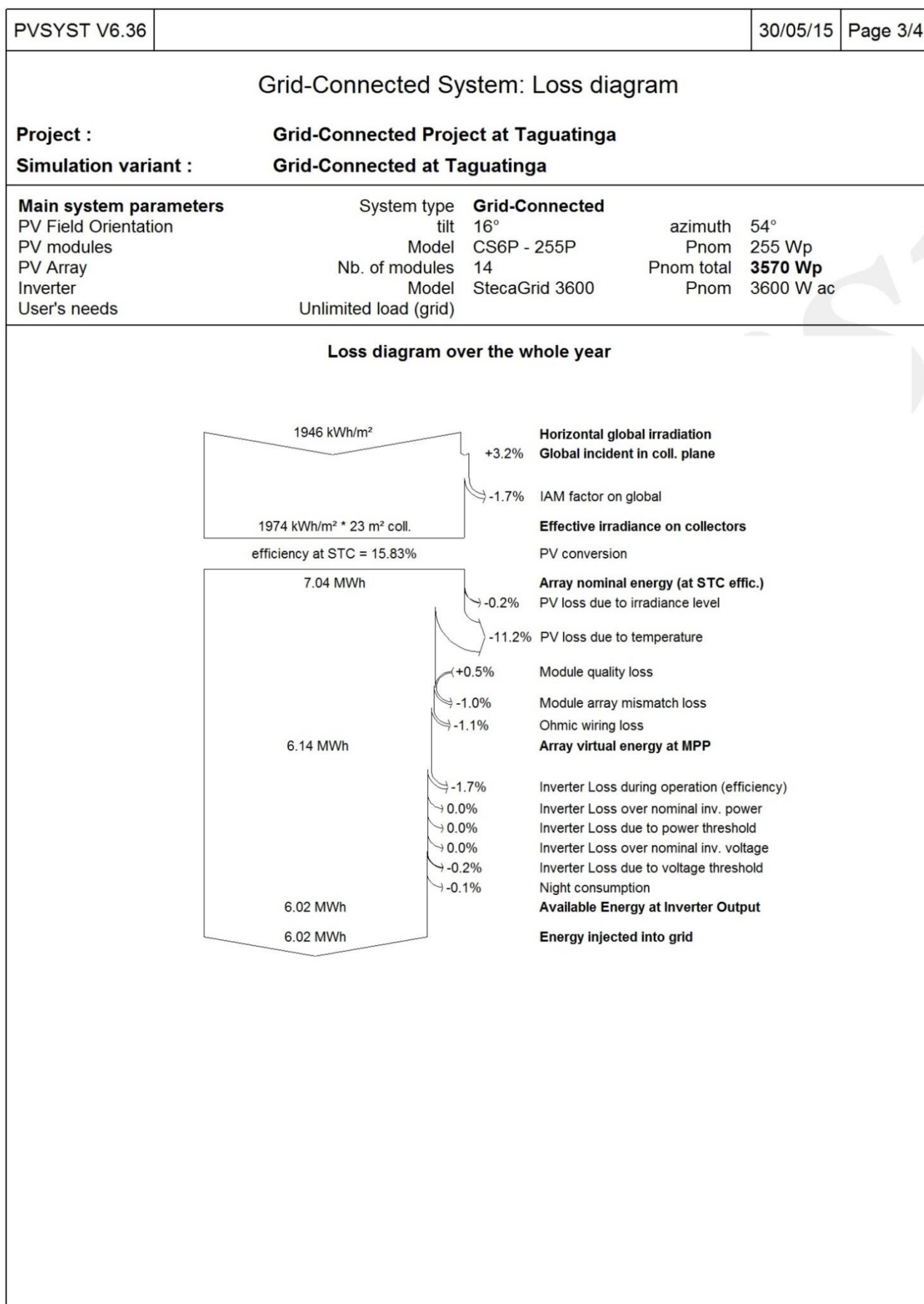


Figura 59 - Relatório PVSyst 3

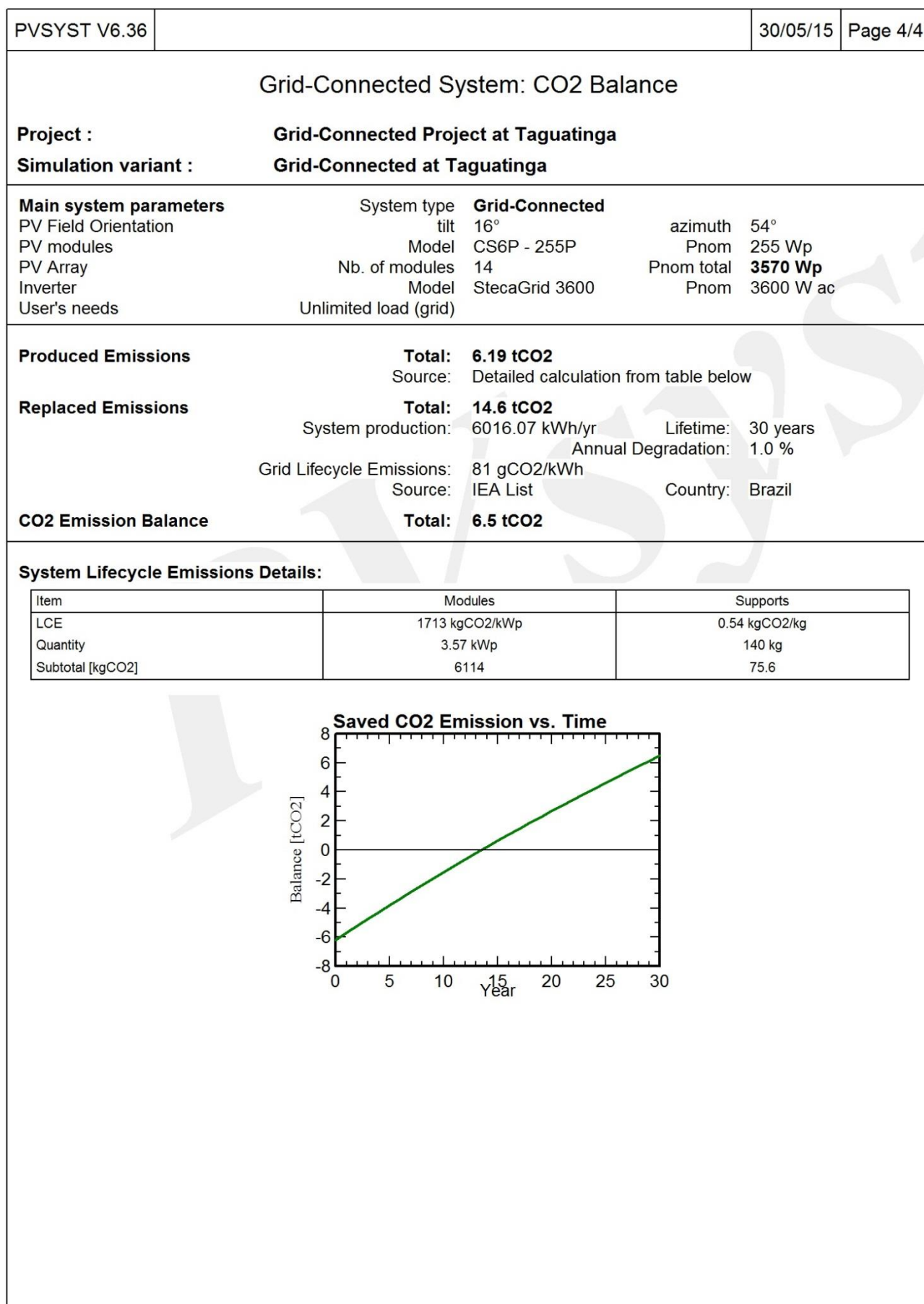


Figura 60 - Relatório PVSyst 4

Grid-Connected at Taguatinga Monthly Hourly sums for E_Grid [kWh]																								
	0H	1H	2H	3H	4H	5H	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	20H	21H	22H	23H
January	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	10.9	26.4	41.8	51.6	55.6	61.3	61.2	55.1	48.5	36.9	20.7	3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
February	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	8.9	24.4	39.6	52.7	59.5	63.2	61.6	57.9	51.1	36.0	18.4	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
March	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	10.3	27.5	45.5	57.7	64.8	69.1	68.4	64.1	53.3	35.1	18.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
April	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	9.3	27.3	43.7	57.6	64.3	68.2	64.7	59.6	49.4	34.0	13.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
May	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8	28.2	45.6	60.2	65.6	70.6	67.0	61.6	52.5	33.5	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
June	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.7	26.0	45.3	59.8	68.4	72.3	70.8	65.7	54.4	38.1	12.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
July	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3	26.1	47.6	62.9	73.2	76.0	76.7	70.2	60.3	42.5	15.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
August	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4	29.5	50.2	66.5	76.6	80.2	78.9	72.9	62.1	46.1	18.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
September	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	11.4	33.4	51.2	63.2	70.7	72.6	73.2	65.9	55.1	37.1	15.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
October	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	16.0	33.7	47.1	57.1	60.2	63.0	60.6	55.3	44.7	29.9	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
November	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	14.8	28.5	40.5	47.7	54.0	55.5	52.2	45.0	39.3	23.5	8.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
December	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	15.2	27.7	39.5	49.3	55.8	61.1	57.4	49.0	40.7	28.3	14.5	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Year	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	23.5	122.1	338.8	537.5	686.5	768.7	813.3	792.8	722.3	611.5	420.9	174.3	6.8	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3

Figura 61 - Relatório PVSyst 5

Tabela 19 – Fluxos de Caixa

<b>Ano</b>	<b>Fluxo de Caixa Final</b>	<b>Fluxo de Caixa Acumulado</b>	<b>Fluxo de Caixa Descontado</b>	<b>Fluxo de Caixa Descontado Acumulado</b>
<b>0</b>	-R\$ 31.828,00	-R\$ 31.828,00	-R\$ 31.828,00	-R\$ 31.828,00
<b>1</b>	R\$ 2.906,75	-R\$ 28.921,25	R\$ 2.681,50	-R\$ 29.146,50
<b>2</b>	R\$ 3.139,29	-R\$ 25.781,96	R\$ 2.671,61	-R\$ 26.474,88
<b>3</b>	R\$ 3.390,43	-R\$ 22.391,52	R\$ 2.661,75	-R\$ 23.813,13
<b>4</b>	R\$ 3.576,91	-R\$ 18.814,61	R\$ 2.590,54	-R\$ 21.222,59
<b>5</b>	R\$ 3.773,64	-R\$ 15.040,98	R\$ 2.521,24	-R\$ 18.701,35
<b>6</b>	R\$ 3.981,19	-R\$ 11.059,79	R\$ 2.453,79	-R\$ 16.247,56
<b>7</b>	R\$ 4.200,15	-R\$ 6.859,63	R\$ 2.388,14	-R\$ 13.859,42
<b>8</b>	R\$ 4.431,16	-R\$ 2.428,47	R\$ 2.324,25	-R\$ 11.535,17
<b>9</b>	R\$ 4.674,88	R\$ 2.246,41	R\$ 2.262,07	-R\$ 9.273,10
<b>10</b>	R\$ 4.931,99	R\$ 7.178,40	R\$ 2.201,56	-R\$ 7.071,54
<b>11</b>	R\$ 5.203,25	R\$ 12.381,66	R\$ 2.142,66	-R\$ 4.928,88
<b>12</b>	R\$ 5.489,43	R\$ 17.871,09	R\$ 2.085,34	-R\$ 2.843,54
<b>13</b>	R\$ 5.791,35	R\$ 23.662,44	R\$ 2.029,55	-R\$ 814,00
<b>14</b>	R\$ 6.109,88	R\$ 29.772,32	R\$ 1.975,25	R\$ 1.161,26
<b>15</b>	R\$ 6.445,92	R\$ 36.218,24	R\$ 1.922,41	R\$ 3.083,66
<b>16</b>	R\$ 6.800,45	R\$ 43.018,68	R\$ 1.870,98	R\$ 4.954,64
<b>17</b>	R\$ 7.174,47	R\$ 50.193,16	R\$ 1.820,92	R\$ 6.775,57
<b>18</b>	R\$ 7.569,07	R\$ 57.762,22	R\$ 1.772,21	R\$ 8.547,78
<b>19</b>	R\$ 7.985,36	R\$ 65.747,59	R\$ 1.724,80	R\$ 10.272,58
<b>20</b>	R\$ 8.424,56	R\$ 74.172,15	R\$ 1.678,66	R\$ 11.951,23
<b>21</b>	R\$ 8.887,91	R\$ 83.060,06	R\$ 1.633,75	R\$ 13.584,98
<b>22</b>	R\$ 9.376,75	R\$ 92.436,80	R\$ 1.590,04	R\$ 15.175,02
<b>23</b>	R\$ 9.892,47	R\$ 102.329,27	R\$ 1.547,50	R\$ 16.722,52
<b>24</b>	R\$ 10.436,55	R\$ 112.765,82	R\$ 1.506,10	R\$ 18.228,62
<b>25</b>	R\$ 11.010,56	R\$ 123.776,38	R\$ 1.465,81	R\$ 19.694,43

Tabela 190 – Evolução Tarifária

<b>Ano</b>	<b>Inflação Anual</b>	<b>Consumo Médio (kWh)</b>	<b>Tarifa Média</b>	<b>Preço Mensal</b>	<b>Taxa Disponibilidade</b>	<b>Economia Mensal</b>	<b>Economia Anual</b>
<b>Ano 01</b>	Atual	526,46	R\$ 0,57	R\$ 299,03	R\$ 56,80	R\$ 242,23	R\$ 2.906,75
<b>Ano 02</b>	0,08	526,46	R\$ 0,61	R\$ 322,95	R\$ 61,34	R\$ 261,61	R\$ 3.139,29
<b>Ano 03</b>	0,08	526,46	R\$ 0,66	R\$ 348,79	R\$ 66,25	R\$ 282,54	R\$ 3.390,43
<b>Ano 04</b>	0,055	526,46	R\$ 0,70	R\$ 367,97	R\$ 69,90	R\$ 298,08	R\$ 3.576,91
<b>Ano 05</b>	0,055	526,46	R\$ 0,74	R\$ 388,21	R\$ 73,74	R\$ 314,47	R\$ 3.773,64
<b>Ano 06</b>	0,055	526,46	R\$ 0,78	R\$ 409,56	R\$ 77,80	R\$ 331,77	R\$ 3.981,19
<b>Ano 07</b>	0,055	526,46	R\$ 0,82	R\$ 432,09	R\$ 82,07	R\$ 350,01	R\$ 4.200,15
<b>Ano 08</b>	0,055	526,46	R\$ 0,87	R\$ 455,85	R\$ 86,59	R\$ 369,26	R\$ 4.431,16
<b>Ano 09</b>	0,055	526,46	R\$ 0,91	R\$ 480,92	R\$ 91,35	R\$ 389,57	R\$ 4.674,88
<b>Ano 10</b>	0,055	526,46	R\$ 0,96	R\$ 507,37	R\$ 96,37	R\$ 411,00	R\$ 4.931,99
<b>Ano 11</b>	0,055	526,46	R\$ 1,02	R\$ 535,28	R\$ 101,68	R\$ 433,60	R\$ 5.203,25
<b>Ano 12</b>	0,055	526,46	R\$ 1,07	R\$ 564,72	R\$ 107,27	R\$ 457,45	R\$ 5.489,43
<b>Ano 13</b>	0,055	526,46	R\$ 1,13	R\$ 595,78	R\$ 113,17	R\$ 482,61	R\$ 5.791,35
<b>Ano 14</b>	0,055	526,46	R\$ 1,19	R\$ 628,55	R\$ 119,39	R\$ 509,16	R\$ 6.109,88
<b>Ano 15</b>	0,055	526,46	R\$ 1,26	R\$ 663,12	R\$ 125,96	R\$ 537,16	R\$ 6.445,92
<b>Ano 16</b>	0,055	526,46	R\$ 1,33	R\$ 699,59	R\$ 132,89	R\$ 566,70	R\$ 6.800,45
<b>Ano 17</b>	0,055	526,46	R\$ 1,40	R\$ 738,07	R\$ 140,19	R\$ 597,87	R\$ 7.174,47
<b>Ano 18</b>	0,055	526,46	R\$ 1,48	R\$ 778,66	R\$ 147,90	R\$ 630,76	R\$ 7.569,07
<b>Ano 19</b>	0,055	526,46	R\$ 1,56	R\$ 821,49	R\$ 156,04	R\$ 665,45	R\$ 7.985,36
<b>Ano 20</b>	0,055	526,46	R\$ 1,65	R\$ 866,67	R\$ 164,62	R\$ 702,05	R\$ 8.424,56
<b>Ano 21</b>	0,055	526,46	R\$ 1,74	R\$ 914,34	R\$ 173,68	R\$ 740,66	R\$ 8.887,91
<b>Ano 22</b>	0,055	526,46	R\$ 1,83	R\$ 964,62	R\$ 183,23	R\$ 781,40	R\$ 9.376,75
<b>Ano 23</b>	0,055	526,46	R\$ 1,93	R\$ 1.017,68	R\$ 193,31	R\$ 824,37	R\$ 9.892,47
<b>Ano 24</b>	0,055	526,46	R\$ 2,04	R\$ 1.073,65	R\$ 203,94	R\$ 869,71	R\$ 10.436,55
<b>Ano 25</b>	0,055	526,46	R\$ 2,15	R\$ 1.132,70	R\$ 215,15	R\$ 917,55	R\$ 11.010,56